ENERGIE NB POWER

LOAD FORECAST

1988

FIFTEEN YEAR LOAD FORECAST

1988 TO 2003

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

DEVELOPMENT PLANNING

AUGUST 1988

TABLE OF CONTENTS

		PAGE
	FOREWORD	i
1.0	EXECUTIVE SUMMARY	1
1.1	Forecast Results	1
1.2	Comparison With 1987 Forecast	2
1.3	Energy Sales	4
1.3.1	Residential	4
1.3.2	General Service	5
1.3.3	Industry	6
1.4	Peak Demand	7
2.0	LOAD FORECAST 1988 to 2003	9
2.1	Introduction	9
2.2	Residential Sales Forecast	10
2.2.1	General	10
2.2.2	End Use Model	10
2.2.3	Forecast Results	12
2.3	General Service & Street Light Forecast	15
2.3.1	General	15
2.3.2	Econometric Model	16
2.3.3	Street Light Forecast	16
2.3.4	Forecast Results	18
2.4	Industrial Sales Forecast	21
2.4.1	General	21
2.4.2	Pulp and Paper Industry	22
2.4.3	Mining and Smelting Industry	23
2.4.4	Forecast Model	24
2.4.5	Forecast Results	25
2.5	Total Energy Supply and Peak Demand	29
3.0	OVERALL FORECAST RESULTS	30
3.1	General	30
3.2	Annual Requirements	30

TABLE OF CONTENTS (continued)

3.3	Monthly Energy Supply	35
3.4	Monthly Peak Hour Demand	36
4.0	FORECAST VARIATIONS	37
4.1	General	37
4.2	Forecast Range	38

LIST OF TABLES

TABLE		PAGE
1	Forecast Summary	1
2	Comparison of 1987 and 1988 Energy Forecasts	2
3	Comparison of 1987 and 1988 Peak Demand Forecasts.	2
4	Residential Forecast	4
5	General Service Forecast	5
6	Total Industrial Forecast	7
7	Residential Energy Requirements	13
8	General Service Energy Requirements	19
9	Street Light Energy Requirements	20
10	Good Producing GDP and Industrial Electric Energy.	26
11	Industrial Transmission Energy Requirements	27
12	Industrial Distribution Energy Requirements	28
13	Energy, Peak Demand and Load Factor Forecast	31
14	1988 Energy and Peak Demand Forecast	32
15	Summary of Forecast Increases	34
16	System Net Monthly Energy (GW.h)	35
17	System Net Monthly Peak Hourly Demand	36
18	Impact of 1.0% Variation in Forecast Increase	40

LIST OF FIGURES

FIGURE		PAGE
1	Energy Supply Forecast	3
2	Annual Peak Hour Demand Forecast	3
3	Energy Sales by Customer classification	9
4	Residential Sales per Customer	14
5	General Service Sales By SIC Groups	15
6	Real Personal Disposable Income and Gross Domestic Provincial Product	16
7	Per Capita General Service Sales and Personal Disposable Income	17
8	Sales by Industrial Groups	21
9	Goods Producing GDP and Total Industrial Electric Energy Requirements	24
10	Energy Supply History and Forecast	33
11	Annual Peak Hour Demand History and Forecast	33
12	In-Province Sales and Supply.....	34

FOREWORD

In an electric utility the Load Forecast constitutes the starting point of much of the planning activity. This document presents a fifteen year forecast of the electric requirements of the in-province customers of The New Brunswick Electric Power Commission (NB Power). This 1988 Load Forecast replaces the forecast prepared in June 1987.

The load forecast is prepared each year based on a cause and effect analysis of past loads, combined with data gathered through customer surveys and an assessment of economic, demographic, technological and other factors which affect the utilization of electrical energy.

In addition to the forecast requirements of each sales classification and total energy supply by month, this document includes a forecast of the monthly peak hour demand (the maximum amount of energy required in a one hour period). The forecast results are used in the overall short and long term planning, particularly the financial and facilities planning.

The actual experience is likely to differ from the forecast and such differences are likely to be larger in the later years. Variations from the forecast can significantly affect the future financial and facilities requirements. Therefore this document includes a forecast range which provides a sensitivity of the forecast to various input parameters and their resulting impact on the final results.

EXECUTIVE SUMMARY

1.0 EXECUTIVE SUMMARY

1.1 Forecast Results

Over the next fifteen years (NB Power fiscal years 1988/89 to 2002/03), New Brunswick's electrical energy requirements are forecast to increase from 11,751 GW.h to 17,598 GW.h; an average increase of 2.7% (390 GW.h) per year. In the same period, the maximum one hour demand (peak demand) is forecast to increase from 2336 MW to 3519 MW; an average increase of 2.8% (79 MW) per year (see Table 1 below).

TABLE 1

FORECAST SUMMARY

	ENERGY SUPPLY (GW.h)			PEAK DEMAND (MW)		
Fiscal Year	GW.h	Annual* Increase GW.h	%	MW	Annual* Increase MW	%
1987/88	11,751(actual)			2336(actual)		
1988/89	12,153	402	3.4	2385	49	2.1**
1989/90	12,560	407	3.3	2480	95	4.2
1990/91	12,952	392	3.1	2565	85	3.4
1991/92	13,328	376	2.9	2650	85	3.3
1992/93	13,726	398	3.0	2737	87	3.3
1997/98	15,633	381	2.6	3131	79	2.7
2002/03	17,598	393	2.4	3519	79	2.4
Average		390	2.7		79	2.8

* Annual increase over the previous period shown in the Table.

** When the fiscal 1987/88 peak demand of 2336 MW is adjusted downward by 40 MW for colder than average weather and by 25 MW for higher than "normal" losses (resulting from unavailability of a Generating Station at the time) the increase in 1988/89 would be 5.0% over the adjusted actual peak of 2271 MW.

1.2 Comparison with 1987 Forecast

The overall end result of this 1988 Load Forecast is somewhat different from the previous (1987) forecast. By the fiscal year 2001/02 (the latest comparable period), the 1988 energy forecast is 0.7% lower while the peak demand is 3.6% higher than the 1987 forecast. Although the end result of this energy forecast is 0.7% lower than the 1987 forecast, the differences are larger in the earlier years (see Table 2 below).

TABLE 2

COMPARISON OF 1987 AND 1988 ENERGY FORECASTS

	ENERGY (GW.H)			
	1987 FORECAST	1988 FORECAST	DIFFERENCE GW.H	%
1987/88	11,751 (actual)			
1992/93	13,975	13,726	-249	-1.8
1997/98	15,973	15,633	-340	-2.1
2001/02	17,301	17,194	-107	-0.6

The adjusted peak demand experienced in the fiscal year 1987/88 was 39 MW higher than the 1987 forecast. The 1988/89 peak demand is now forecasted to be 64 MW higher than the 1987 forecast. This new 1988 forecast remains some 60 MW higher than the 1987 forecast until 1997/98 and then the difference gradually increases to 120 MW by the year 2001/02 (see Table 3 below). The changes are essentially due to the revisions in the impact of electric space heating conversions.

TABLE 3

COMPARISON OF 1987 AND 1988 PEAK DEMAND FORECASTS

	PEAK DEMAND (MW)			
	1987 FORECAST	1988 FORECAST	DIFFERENCE MW	%
1987/88	2,336 (actual)			
1992/93	2675	2737	62	2.3
1997/98	3079	3131	62	1.7
2001/02	3321	3441	120	3.6

Figure 1

ENERGY SUPPLY FORECAST

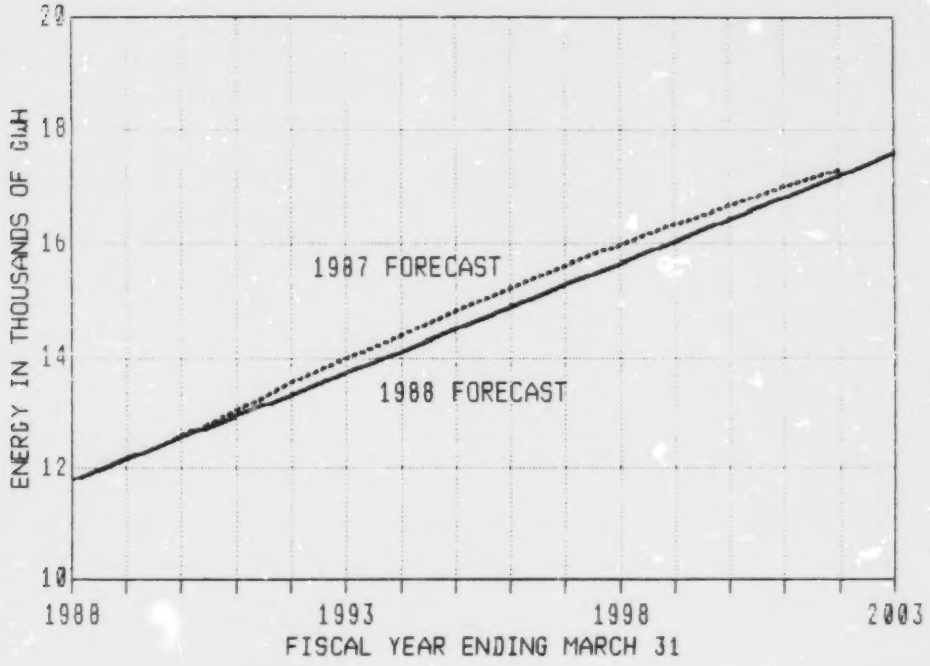
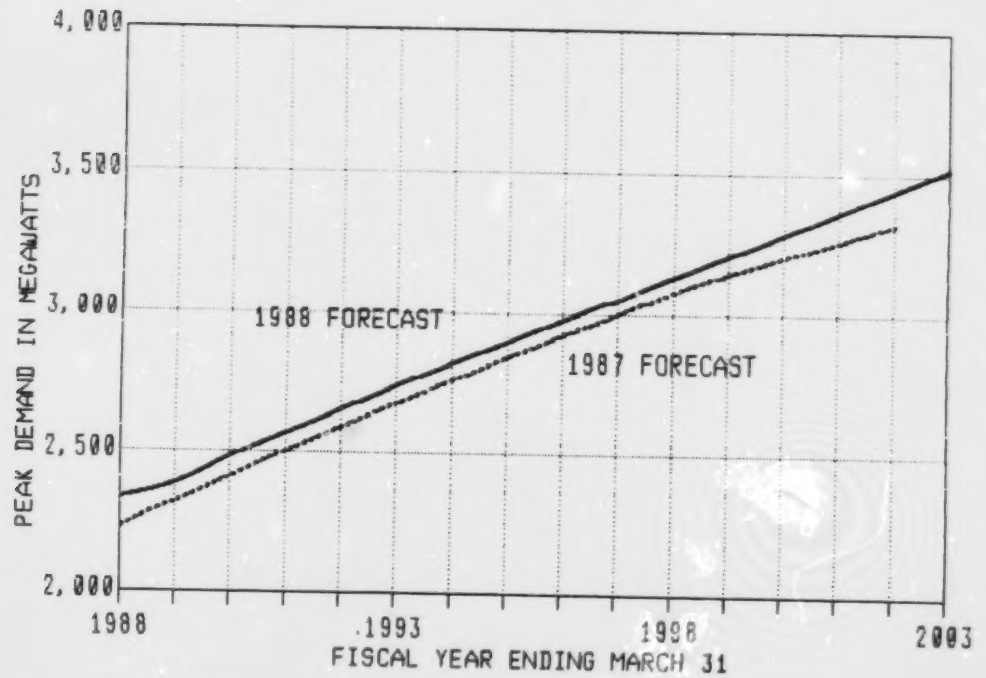


Figure 2

ANNUAL PEAK HOUR DEMAND FORECAST



1.3 Energy Sales

The key factors contributing to the increases in the Residential, General Service and Industrial energy requirements are summarized below. This summary also includes key input changes from the 1987 forecast.

1.3.1 Residential

The total New Brunswick Residential electrical energy requirements are forecast to increase from 3781 GW.h in the fiscal year 1987/88 to 5222 GW.h by 2002/03; an increase of 2.2% per year. This forecast increase reflects mainly the effect of some 46,000 additional customers and 40,000 conversions to electric space heating.

The average increase of just over 3000 customers per year is based on a population increase of 4,000 per year and the continuation of the trend towards smaller families. The number of persons per household is forecast to decline from 2.86 in 1987/88 to 2.60 by the fiscal year 2002/03. This 1988 forecast of additional customers is similar to the 1987 forecast.

Conversions to electric space heating are based on an assessment of the remaining potential, competitive options and recent trends. The 40,000 conversions now forecast over the next fifteen years are 12,000 fewer than the corresponding estimate made in 1987. This is a reflection of recent trends and increased competition from alternative heating energy resources. This is the main reason that this Residential energy forecast is some 6% lower than the 1987 forecast by the year 2001/02.

The provision for the effect of conservation and improved insulation standards has been maintained at the 1987 forecast level of 0.5% per year decline in average space heating energy requirements. In addition, this 1988 forecast includes a provision of 0.5% annual decrease in average use for household appliances to reflect the potential for appliance efficiency improvements. The estimates are based on a study done by the Canadian Electrical Association.

TABLE 4

RESIDENTIAL FORECAST

Fiscal Year	Total Sales (GW.h)	Annual Increase*	
		GW.h	%
1987/88	3781		
1992/93	4421	128	3.2
1997/98	4862	88	1.9
2002/03	5222	72	1.4

* Annual increase over the previous period shown in the Table.

1.3.2 General Service

The General Service energy requirements are forecast to increase from 1897 GW.h in the fiscal year 1987/88 to 3252 GW.h in 2002/03; an increase of 3.4% per year.

This forecast is based on an econometric model in which the energy requirements are a function of personal disposable income and population. Personal disposable income is a function of the overall economic activity. The econometric model, which was developed seven years ago, has performed well, i.e. when historical actual data on disposable income and population is input to the model, the results are within ± 2% of the actual General Service sales in each year.

The results of this 1988 General Service forecast are similar to the 1987 forecast. Two input changes made in this 1988 forecast are, (i) the economic growth forecast input for the first five years is that prepared by the Conference Board of Canada instead of using NB Power's estimate, and (ii) a provision has been made for the impact of potential improvements in the efficiency of appliances, motors and lighting.

The Conference Board of Canada's forecast for New Brunswick economic growth, available only, for the years 1988 to 1992 ranges between 1.5% and 3.2%, for an average increase of 2.4%[1]. This compares to NB Power's estimate of 2.2% annual increase used in the 1987 forecast. From 1993 onwards, the economic growth is assumed to be 2.2% per year.

The potential impact of efficiency improvements for electrical applications in the General Service sector is incorporated by applying a 0.2% annual reduction to the increases based on the econometric model.

TABLE 5

GENERAL SERVICE FORECAST

Fiscal Year	Total Sales (GW.h)	Annual Increase*	
		GW.h	%
1987/88	1897		
1992/93	2305	82	4.2
1997/98	2719	83	3.6
2002/03	3160	88	3.2

* Annual increase over the previous period shown in the Table.

(1) The Conference Board estimates for economic growth were provided by the New Brunswick Statistics Agency.

1.3.3 Industry

The total electrical purchases by the Industry are forecast to increase from 5031 GW.h in the fiscal year 1987/88 to 7633 GW.h by 2002/03; an increase of 2.8% per year.

The method used for this Industrial forecast is different from previous years. In the past, industrial forecast was based on separate techniques for (i) the 36 transmission voltage customers (who account for over 90% of the total industrial electrical energy needs) and (ii) some 1500 distribution voltage customers. The forecast for transmission voltage customers was based on a probabilistic assessment of additional loads and a provision for unknown developments. The requirements of distribution voltage customers were forecast on the basis of an economic model.

In order to better understand Industrial requirements, the historical relationship between economic activity and electrical energy was reviewed. Analysis of the data for the past fifteen years shows a strong and consistent relationship between the economic activity in the goods producing sector and total industrial electrical use. Besides providing a basis for forecasting, the relationship between the economic activity and industrial electrical energy requirements allows an assessment of the sensitivity of the future loads to various economic growth scenarios.

This 1988 forecast is therefore based on the historical relationship between the total industrial electrical requirements and the economic activity in the goods producing sector. The historical relationship is applied to the economic growth forecast from the Conference Board of Canada for the first five years and NB Power's estimate of 2.2% per year is applied for the years six to fifteen. The potential impact of High Efficiency Motors and Adjustable Speed Drives is also incorporated by applying a 0.3% annual reduction to the increases based on the results of the model.

For the first three forecast years, however, the model results for the transmission voltage customers have been replaced by a forecast based on a detailed assessment of planned and expected load additions.

Based on the model, Industrial Transmission loads will increase by some 2400 GW.h (330 MW) over the next fifteen years. The reasonableness of the model results is confirmed by a general review of planned and potential load additions, summarized in the following paragraph.

The pulp and paper industry accounts for over 70% of the Industrial Transmission requirements. NB Power estimates the potential increases in this industry group to be some 1500 GW.h (200 MW) based on traditional technologies and another 350 GW.h (50 MW) to 700 GW.h (100 MW) through the application of newer electric technologies. These potential loads combined with the prospects for a third potash mine, possible development of smelters and the addition of other, yet unknown, industries support the Industrial Transmission forecast increase of 2400 GW.h (330 MW) over the next fifteen years.

TABLE 6

TOTAL INDUSTRIAL FORECAST

Fiscal Year	Total Sales (GW.h)	Annual Increase* GW.h	%
1987/88	5031		
1992/93	5755	145	2.7
1997/98	6636	176	2.9
2002/03	7633	199	2.8

* Annual increase over the previous period shown in the Table.

1.4 Peak Demand

The peak hour demand is derived by first allocating the forecasted annual energy to the 12 months and then applying monthly load factors.

Monthly energy allocation is done by adding forecasted increases to the actual energy sales for the previous 12 months, which are adjusted for non-routine industrial shutdowns and average weather. For each customer class, the forecasted increases related to space heating are allocated to the heating months while other increases are added on the basis of historical trends.

Monthly load factors are forecast for distribution and transmission loads on the basis of historical experience. These factors, when applied to the monthly energy forecast, provide the peak hour demand for each month of the fifteen year forecast.

The peak demand forecast increase of 2.8%(1) per year (Table 1) is higher than the 2.7% annual increase in energy supply. The faster increase for peak demand is due to the forecast continuation of increasing reliance on electric space heating by the Residential and General Service customers. Additional electric space heating will increase the proportion of energy required in winter months and the associated peak demand.

(1) When the fiscal year 1987/88 peak demand is adjusted for colder than average weather and higher than "normal" losses, the peak demand forecast growth rate would be 3.0% per year. Also see footnote on page 1.

The possibility of reducing peak demand through Demand Side Management (DSM) is not included in this forecast. DSM options under consideration include: (i) rate discounts for customers able to curtail their demand at the time NB Power system peaks and (ii) use of customer information (education) programs to control peak demand.

The greatest potential for peak demand reductions appears to be among the Large Industrial customers. NB Power is currently assessing the potential savings from load curtailments. The savings, if any, can be offered as rate incentives to customers to adjust their processes to curtail their electrical requirements at the time of NB Power peak load.

Based on discussions with industry, the potential for reductions in peak demand through Demand Side Management options is estimated to be roughly 100 MW. Therefore, it is possible that the 120 MW increase over the 1987 forecast (Table 3) may be mostly offset if the Demand Side Management options under consideration are successful.

LOAD FORECAST

1988 TO 2003

2.0 LOAD FORECAST 1988 TO 2003

2.1 Introduction

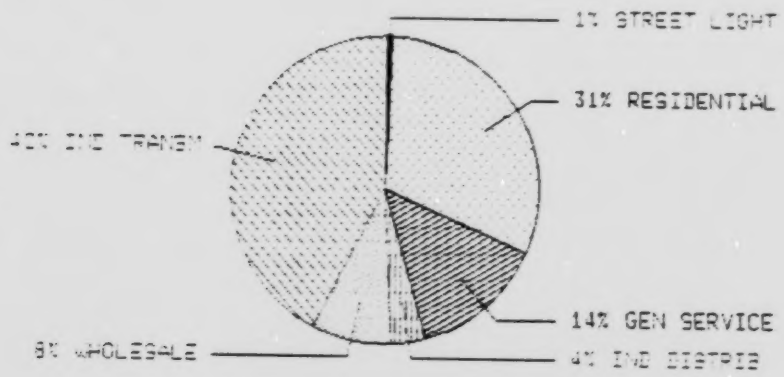
For the purpose of forecasting, New Brunswick's electrical requirements can be divided into three groups: Residential, General Service and Industrial. The grouping reflects similarity of uses for electricity, i.e. the electrical requirements of customers in each group are affected by similar events.

Residential classification includes year-round and seasonal households, churches and farms. General Service classification has mostly commercial and institutional establishments. Industrial classification is for customers involved in the manufacturing and processing of goods or for the extraction of raw materials. The following sections of this chapter outline the methods, the inputs and the results of the Residential, General Service and Industrial forecasts.

The Residential, General Service and Industrial forecasts are further divided into NB Power's six customer classifications: Residential, General Service, Street Lights, Industrial Distribution, Wholesale (the sales to the preceding four classifications by the municipal utilities in the cities of Saint John and Edmundston) and Industrial Transmission.

The forecast breakdown by customer classification is necessary to facilitate the application of the Load forecast to facilities and financial planning. The relative magnitude of the current level of energy sales to each of the six customer classifications is shown in Figure 3 below. The monthly distribution of the total annual energy requirements and the associated peak hour demand is also included in this forecast.

FIGURE 3
ENERGY SALES BY CUSTOMER CLASSIFICATIONS
FISCAL YEAR 1987/88



TOTAL SALES: 10,803 GWHS.

2.2 RESIDENTIAL SALES FORECAST

2.2.1 General

Residential customers account for some 35% of the total in-province electrical energy sales (31% directly by NB Power and 4% by Wholesale utilities). Residential classification is made up, mostly, of year-round domestic (household) customers. However, it also includes some non-domestic farms, churches and non-profit organizations. The non-domestic users account for less than 5% of the total Residential energy requirements. Also included in the Residential classification are seasonal customers (summer cottages) who account for less than 1% of the Residential requirements.

The seasonal Residential customers are easily isolated on the basis of a distinct rate code used for billing purposes. The electrical requirements for these customers, which are small, are forecast by extrapolating historical trends.

The average use of non-domestic customers is somewhat higher than that for domestic customers. For forecasting purposes, the two groups are not separated because isolation of the non-domestic customers is unlikely to improve the overall forecast results. The forecast for these two groups of Residential customers is based on an "End Use" model.

2.2.2 End Use Model

The "End Use" model is based on identification of the various applications of electricity by Residential customers, e.g. space heating, water heating and household appliances. The penetration (saturation) of various applications and the average use for each application provide the basis for average electrical requirements per customer. The number of customers is based on population and family sizes. The model can be simply stated as:

ENERGY = NO. OF CUSTOMERS X AVERAGE USE PER CUSTOMER

AVERAGE USE PER CUSTOMER = SUM OF (APPLIANCES X AVERAGE USE)

The determination of key inputs, i.e. the number of customers and the average use per customer, is outlined below.

2.2.2.1 Number of Year-Round Customers

At the end of March 31, 1988, there were some 251,000 year-round Residential Customers served by NB Power; 218,000 served directly by NB Power and 33,000 by the municipal utilities in Saint John and Edmundston. In the past fifteen years, the number of year-round customers have increased at an average

annual rate of 2.6%. This rate of increase is nearly four times the 0.7% annual increase in New Brunswick population over the same period, reflecting a decline in the average number of persons per year-round customers from 3.78 to 2.86.

Over the next fifteen year forecast horizon, New Brunswick's population is forecast to increase by an average of 0.5% (4000) per year. In the same period, the number of persons per customer is forecast to decrease from 2.86 to 2.60. The combined effect of these changes is a forecast addition of 46,000 year-round Residential Customers; an average annual increase of 1.1% (3100) customers.

2.2.2.2 Average Use Per Year-Round Customer

The annual energy requirement of the year-round customers is a function of the electrical appliances and the extent to which these appliances are used. Over the last fifteen years, the average annual use for year-round Residential customers has increased from 6,173 KW.h/year to 14,890 KW.h/year; an average annual increase of 6.0%. This historical increase reflects the increasing saturation of electrical appliances, particularly, the electric space and water heating equipment.

The saturation of electrical appliances is determined through periodic surveys of some 10,000 residential customers. The most recent survey was completed in February 1988. Forecast saturation levels for appliances are based on penetration and conversion rates determined by analyzing historical trends and potential markets.

Electric space and water heating, account for over two-thirds of the total residential electrical energy use and therefore the forecast penetration for these two applications is considered critical. The estimates for shift to and from these two applications are based on inputs from NB Power's Marketing Division, which conducts periodic assessment of the potential market, current trends and customer intentions. The forecast allows for an average of 2700 conversions per year to electric space heating and 1000 conversions to electric water heating. Penetration of electric space and water heating in new homes is forecast at 85% and 100% respectively. These estimates assume that electricity will retain its current advantages over oil and wood and that the trends experienced in the last five years will continue over the forecast horizon.

In addition to saturation levels of household electrical applications, the average annual use for each application is needed to estimate the use per year-round customer. The annual use for space and water heating is derived by analyzing the data from the February 1988 Energy Application Survey. Estimates for other appliances are based on a review of data used by other

utilities. When the saturation levels and average kW.h use estimates are input to the model, the results for the past several year have been found consistent with the actual experiences in those years. Appliance use forecast includes provisions for appliance efficiency improvements and the potential effects of conservation on space heating requirements.

2.2.3 Forecast Results

The end result of this Residential forecast is a 85 GW.h (2.2%) average annual increase by the year 2002/03. In absolute terms, this increase is just over half of the 163 GW.h (9.1%) annual increase experienced in the last fifteen years.

The main reasons for the lower than historical increase are:

(i) New households are forecast to increase by an average of 3100 per year compared to average annual increase of 5400 in the past fifteen years. This is the combined effect of slowing population growth and more gradual decline in the family size.

(ii) Saturation levels of electric space and water heating, which over the last 15 years have increased from 2% to 50% and 25% to 85% respectively, are forecast to increase at slower rates. This is due to near saturation of the electric water heating market and limits to the potential for further conversions to electric space heating.

The following Table 7 summarizes the history and forecast of Residential sales. Changes in average use per customer are shown in Figure 4.

TABLE 7

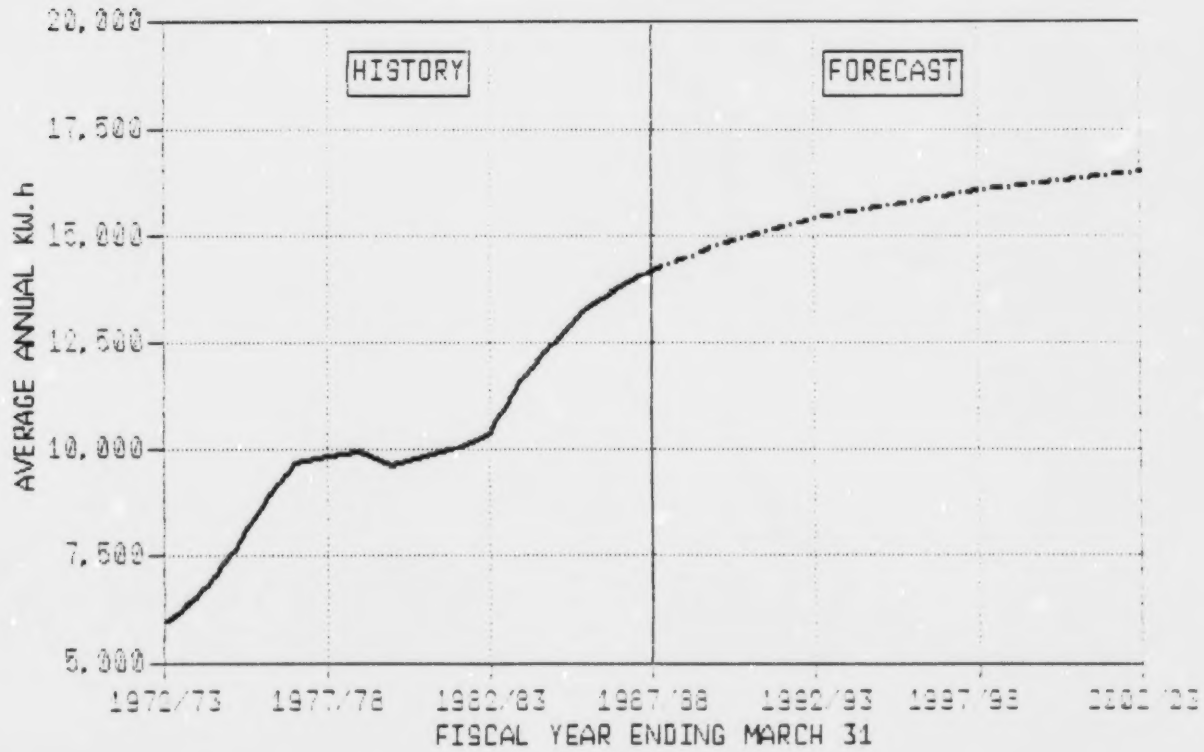
RESIDENTIAL ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE		SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES (WHOLESALE)
		GW.h	%		
HISTORY					
1972/73	1073			911	162
1977/78	2183	222	15.3	1905	278
1982/83	2504	64	2.8	2226	278
1987/88	3781	255	8.6	3362	419
FORECAST					
1988/89	3934	153	4.0	3497	437
1989/90	4079	145	3.7	3626	453
1990/91	4196	117	2.9	3730	466
1991/92	4310	115	2.7	3832	478
1992/93	4422	111	2.6	3931	491
1997/98	4864	88	1.9	4324	540
2002/03	5223	72	1.4	4643	580

* Annual increase over the previous period shown in the Table .

FIGURE 4

RESIDENTIAL SALES PER CUSTOMER



2.3 GENERAL SERVICE & STREET LIGHTS FORECAST

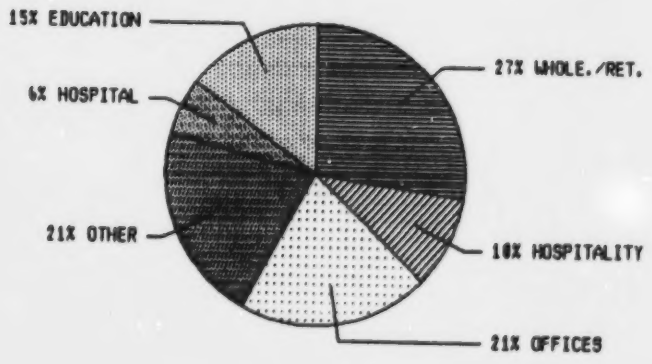
2.3.1 General

General Service customers account for 18% of the total in-province electrical energy sales. Sales to Street Lights and other unmetered services amount to some 0.8% of the total provincial sales. General Service classification includes customers with a wide range of loads, varying from less than ten kilowatts to a few thousand kilowatts. The electrical applications for General Service customers can also vary significantly, thus making it difficult to develop an "end use" model similar to that used for Residential forecast.

Included in the General Service classification are commercial and institutional customers. Major groups include: retail/wholesale, hotels/motels/restaurants, offices, hospitals, educational institutions. At the end of March 1988, there were some 20,000 General Service Customers. The proportion of total General Service sales to each of the major groups is shown in Figure 5, the data for which is derived by assigning a Standard Industrial Classification (SIC) code to each customer.

Figure 5

GENERAL SERVICE SALES BY SIC GROUPS
FISCAL YEAR 1987/88



TOTAL SALES : 1,581 GW.h

Based on sales data by SIC groups, it is established that some 70% of the total General Service sales are linked directly to economic activity, e.g. retail and wholesale establishments, offices, hotels, motels, restaurants and other businesses. The remaining 30% of the General Service sales are to the institutional sector including schools, colleges, universities and hospitals. The requirements of the institutional sector, though affected only somewhat by economic activity in the short term, are also considered linked to the economic activity in the longer term.

The historical increases in General Service sales include the impact of increasing penetration of electric space heating. A recent survey of non-institutional General Service customers shows that 56% of the customers rely primarily on electricity for their space heating needs. The survey also shows that the electric heating penetration rate among buildings less than 10 years old is some 80%. The forecast does not explicitly include a provision for impact of future electric heat penetration. However the model, implicitly assumes penetration of electric space heating at historical rates. The econometric model used in the forecast is outlined below.

2.3.2 Econometric Model

The General Service sales for the past 15 years can be related to the Real Personal Disposable Income (RPDI) and the provincial population. The RPDI is found related to the overall level of economic activity as measured by the Gross Domestic Provincial Product (GDPP) for the province.

The historical relationship between RDPI and GDPP provided the basis for a forecast of RPDI, using external (Conference Board of Canada) and internal forecasts of GDPP. Conference Board forecast of New Brunswick GDPP is available for the years 1988 to 1992 and averages 2.4%. Beyond 1992 annual GDPP growth is assumed to be 2.2% based on NB Power estimates. The population forecast increase averaging 4000 per year is the same as that used for the Residential classification. The historical relationships on which the model results are based are shown in the following Figures 6 and 7.

FIGURE 6

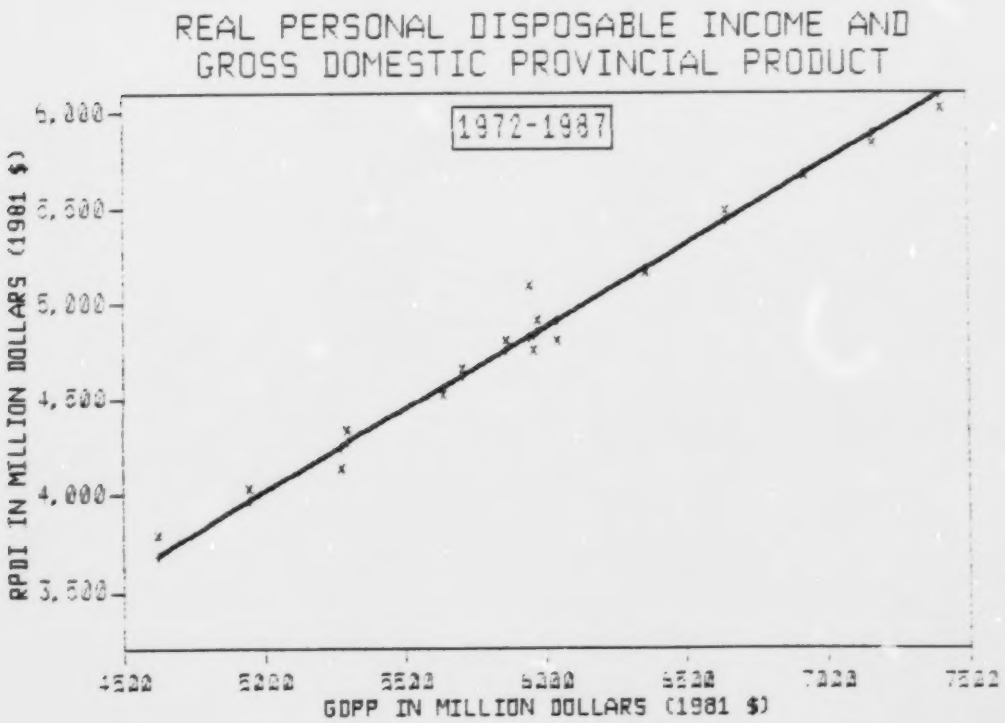
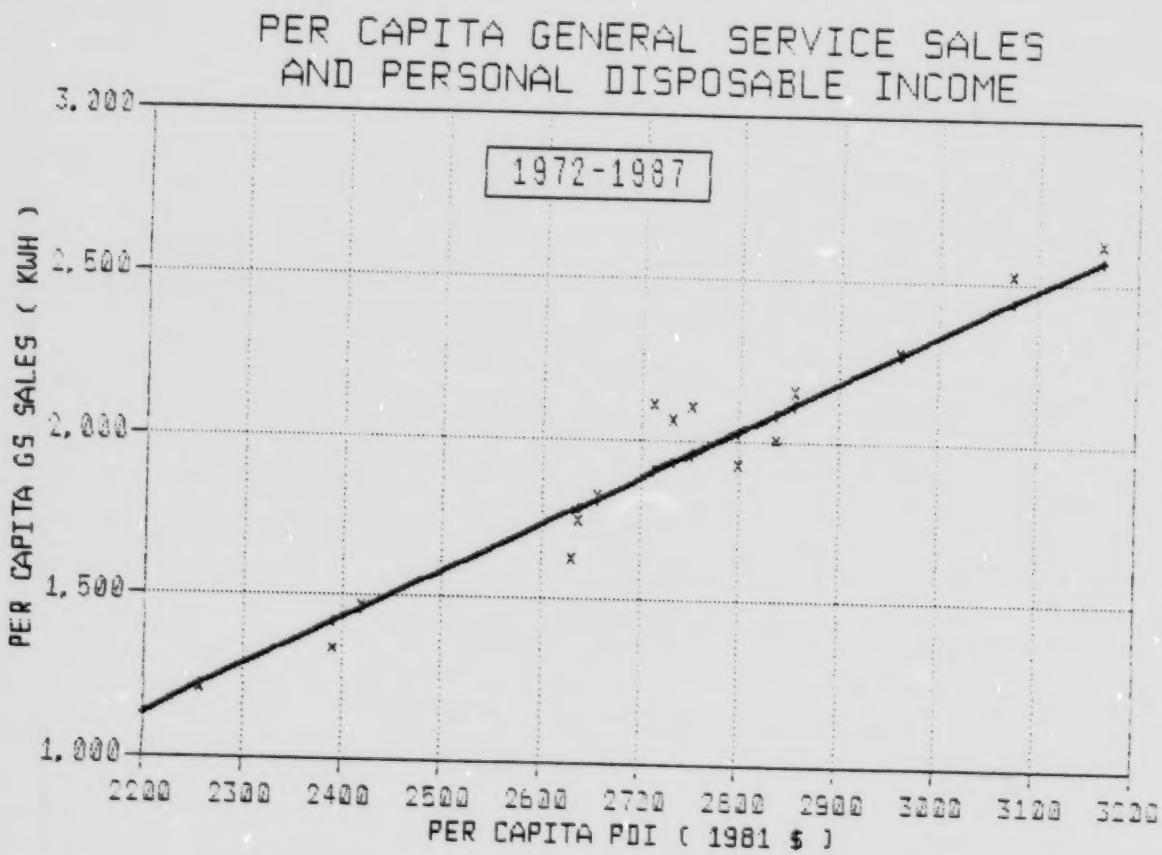

REAL PERSONAL DISPOSABLE INCOME AND
GROSS DOMESTIC PROVINCIAL PRODUCT
1972-1987
RPDI IN MILLION DOLLARS (1981 $)
GDPP IN MILLION DOLLARS (1981 $)

Figure 7


PER CAPITA GENERAL SERVICE SALES
AND PERSONAL DISPOSABLE INCOME
1972-1987
PER CAPITA GS SALES (KWH)
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
2200
2300
2400
2500
2600
2700
2800
2900
3000
3100
3200
PER CAPITA PDI (1981 $)

2.3.3 Street Lights Forecast

Street Light sales include unmetered energy sold for lighting of streets, parking lots, off-street dusk to dawn lights and other services including sign lights, railway crossing signals and sirens. The total energy sales to this customer classification are some 0.8 percent of the total in-province sales.

The key factors that affect sales to this customer classification include (i) New Residential and Commercial developments and (ii) shift to high efficiency lights.

Over the past fifteen years, the sales to this customer classification increased at an average annual rate of 4.3% per year. The increase in the last five years has been slower at 2.7% per year. With the development of a new High Pressure Sodium lamp, which has made it less expensive to replace the less efficient Mercury vapor lamps, the increase in sales is forecast to slow down further to 2% per year.

2.3.4 Forecast Results

The end result of the General Service forecast is an average annual increase of 3.5% (84 GW.h) per year. This compares to 5.9% (74 GW.h) per year increase experienced in the last fifteen years. The lower percentage rate of forecast increase, as compared to the history, reflects slowing rate of increase in population and economic activity. Population growth forecast averages to 0.5% per year compared to 0.7% increase experienced in the past fifteen years. The economic growth forecast, which averages 2.4% per year in the first five years and 2.2% thereafter, is also lower than the 3.2% average annual increase experienced in the last fifteen years.

Forecast results and the historical sales to the General Service customers are shown in Table 8. The results of the Street Lights forecast are shown in Table 9.

TABLE 8

GENERAL SERVICE ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	%	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES (WHOLESALE)
HISTORY					
1972/73	799			618	181
1977/78	1266	93	9.6	984	282
1982/83	1507	48	3.5	1184	323
1987/88	1897	78	4.7	1501	396
FORECAST					
1988/89	2004	107	5.7	1586	418
1989/90	2078	73	3.7	1644	434
1990/91	2136	58	2.8	1690	446
1991/92	2220	85	4.0	1757	464
1992/93	2305	85	3.8	1824	481
1997/98	2719	83	3.4	2152	568
2002/03	3159	88	3.0	2500	660

* Annual increase over the previous period shown in the Table .

TABLE 9 .

STREET LIGHT ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	AVERAGE * INCREASE %	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES (WHOLESALE)
HISTORY					
1972/73	39			27	12
1977/78	56	3	7.5	44	12
1982/83	63	1	2.4	52	11
1987/88	73	2	2.9	60	12
FORECAST					
1988/89	74	1	1.9	61	12
1989/90	75	1	1.8	62	13
1990/91	77	1	1.8	64	13
1991/92	78	1	1.9	65	13
1992/93	80	2	2.0	66	14
1997/98	88	2	2.1	73	15
2002/03	98	2	2.1	81	16

* Annual increase over the previous period shown in the Table .

2.4 INDUSTRIAL SALES FORECAST

2.4.1 General

Industrial customers consume nearly half (46%) of the total in-province electrical energy sales by NB Power. To facilitate the application of the load forecast, Industrial customers are divided into two distinct groups, (i) customers served at transmission voltages of 69 KV and above and (ii) customers served at distribution voltages of 12 KV and below.

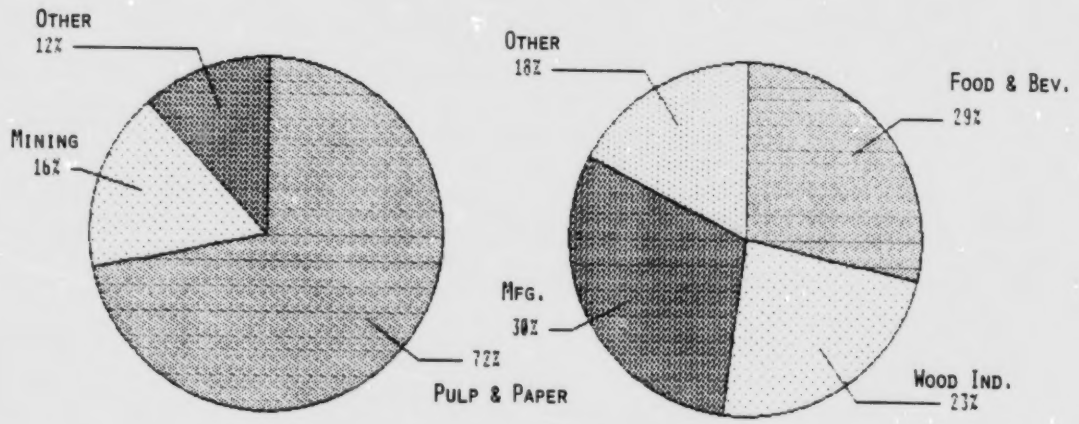
There are 36 customers served at transmission voltages and they account for 90% of the total Industrial electrical energy requirements. Within this group, 10 customers in the pulp and paper industry account for over 70% of the transmission voltage sales. Ten customers in the mining industry account for 16% of the sales and the remaining energy is required by the other 16 customers from wood processing, food, chemical and miscellaneous industry groups.

There are 1500 customers served at distribution voltages accounting for nearly 10% of the total industrial electrical energy requirements. Major industrial groups are wood processing (mainly sawmills), food and beverage, manufacturing and pumping.

FIGURE 8

SALES BY INDUSTRIAL GROUPS

FISCAL YEAR 1987/88



TRANSMISSION

TOTAL SALES : 4,582 GW.h

DISTRIBUTION

TOTAL SALES : 387 GW.h

An overview of the key industry groups and the factors that could affect their future electrical requirements are briefly outlined in the following sections.

2.4.2 Pulp and Paper Industry

The electrical requirements of this industrial group have increased at an average annual rate of about 7% during the last fifteen years. This historical increase is the combined effect of increased output and technological changes in the industry. The key technology that has influenced electrical requirements is the shift from chemical pulping to the electrical intensive Thermo-Mechanical-Pulping (TMP).

Much of the output from New Brunswick pulp and paper industry is destined for markets outside of New Brunswick; mainly the United States, Britain and Japan. The longer term performance of this industry is therefore dependent on the worldwide demand for the products. The industrial output and therefore the electrical requirements tend to follow a somewhat cyclical pattern due to supply and demand imbalances that can result from excess supply created when new mills are brought on line or economic recessions which reduce product demand.

Based on the longer term forecasts of worldwide demand for pulp and paper products, the current production levels of New Brunswick's existing industry are forecast to be sustained.

Much of the existing pulp production in New Brunswick is from softwood. The softwood resource in the province is being harvested at near optimal levels, thus leaving little room for expansion. There is, however, the likelihood of additional electrical load in the softwood based industry through (i) further adoption of the TMP process, (ii) the production of paper where pulp is the final market product. NB Power estimates that these developments have the potential to increase the industry's electrical requirements by 50 MW (12%) in the next three years and another 100 MW (25%) in the longer term.

A small part of the existing pulp and paper industry is based on hardwood. There are resources available in New Brunswick to allow expansion of the hardwood based industry. This can happen by applying existing technologies of chemical pulping, Bleached Chemical Thermo Mechanical Pulping or the newly developed ALLCELL (alcohol based) technology to be tested in New Brunswick. Some 50 MW of potential load additions are considered possible through expansion of the hardwood based industry.

Newer technologies, particularly those involving recovery of waste heat and for drying the pulp and paper, are likely to further increase the electrical intensity of the pulp and paper industry. Key among these are application of Mechanical Vapor Recompression Systems, High Temperature Heat Pumps and Radio Frequency Drying. Economics of these technologies are largely dependent on the world price of oil, the main source of process heat that the newer electrical technologies can replace. It is estimated that the penetration of new technologies can add 50 to 100 MW of load over the fifteen year forecast horizon.

2.4.3 Mining and Smelting Industry

The electrical requirements of the Mining and Smelting industry have increased at an average annual rate of nearly 5% over the last fifteen years. The historical increase relates mainly to the addition of new potash mines and some increases in the requirements of the base metal mines.

The electric intensive mineral industries in New Brunswick are related to base metal and potash mines. The base metal industry includes mining and concentration of ore bodies with Zinc, Lead, Copper and Silver. Zinc concentrate is the main product and is shipped outside the province to a smelter for production of Zinc metal. The Lead concentrate is further refined in a smelter.

In the past few years, the price of Zinc had declined due to supply/demand imbalance created mostly by declining demand. In recent months, the Zinc prices have risen rapidly due to increasing demand by the automobile industry, which is relying on Zinc coating to backup anti-rust warranties. This improvement in market conditions has led to plans for re-opening of one New Brunswick mine which was shutdown in 1973. The prospects for reopening another mine, which was closed in 1984, are also improved.

The potash industry is relatively new to New Brunswick. The two mines which started production in the last three years have now reached their target output levels. Exploration is continuing for a third potash mine. The long term prospects for this industry are considered good, on the basis of generally expected increases in the demand for fertilizers.

Other existing mineral industries in New Brunswick include an antimony mine, two gold mines and a coal mine. In terms of electrical requirements, these are small and not likely to be major contributors to the load growth.

In addition to re-opening of existing Zinc mines and the prospects for a new potash mine, load increases are also likely as a result of further electrification. This includes increased use of electrically operated mining and material handling equipment, application of high temperature heat pumps and infrared drying.

Other load growth prospects in this industrial group include the possible development of a Zinc smelter or the intermediate plant for roasting the Zinc concentrate before it is sent to the smelter. Development of a Zinc smelter could add some 50 MW. This is about one half of the existing mineral industry load and a sixth of the total industrial forecast increase.

2.4.4 Forecast Model

The past increases in the total Industrial electricity requirements, including customer generation for their own use, can be linked to the increase in the Gross Domestic Product (GDP) for the goods producing industries. Over the past fifteen years, for every one percent increase in GDP, the electric requirements have increased by 1.3%. This means that the electrical intensity of the goods producing industry, i.e. the kW.h requirements per $ of economic output (GDP) have increased. Figure 9 below shows the historical relationship between goods producing GDP and total industrial electricity requirements.

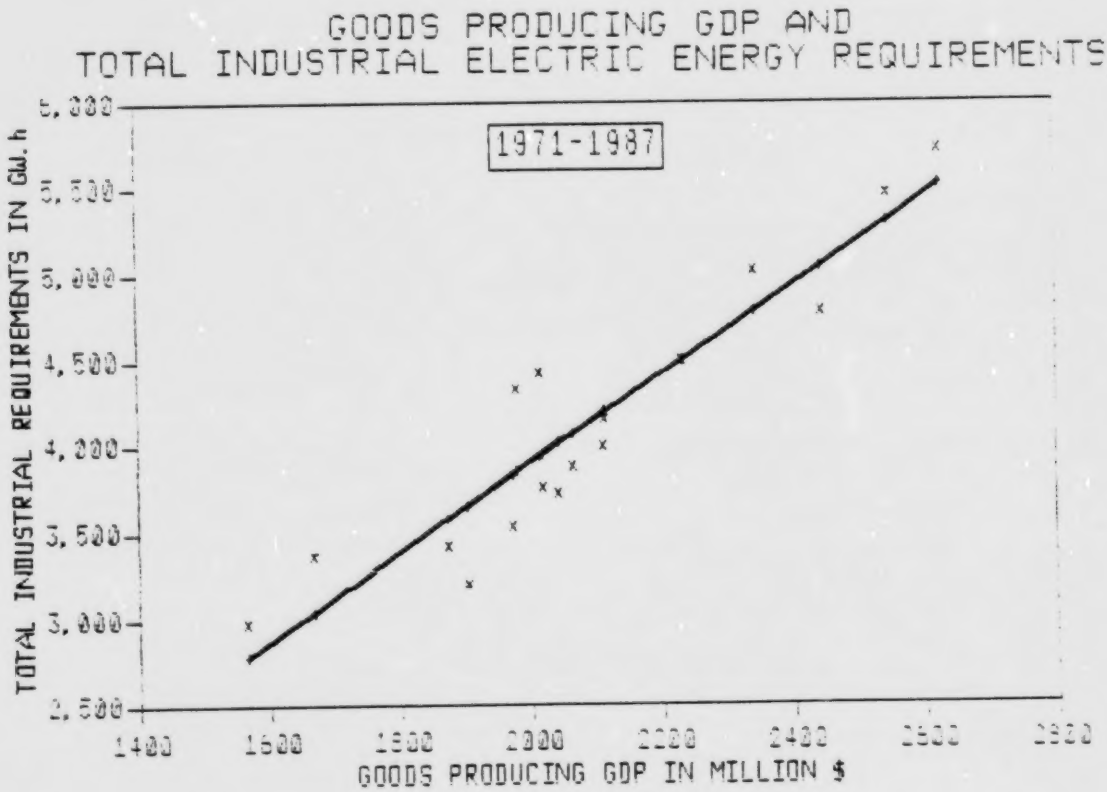


FIGURE 9

The total industrial requirements are forecast by applying the historical relationship between the increases in GDPP and electricity requirements. This relationship is applied to the Conference Board of Canada's forecast of goods producing GDP for the first five forecast years and NB Power's estimate for the years 6 to 15. The conference Board of Canada's forecast averages to 2.4% per year and NB Power estimate is 2.2% per year.

The total industrial electricity requirements based on the model are adjusted for the potential impact of penetration of High Efficiency Motors and Adjustable Speed Drives. This impact is estimated to be 0.3% average annual reduction in Industrial electricity requirements.

The resulting Industrial sales forecast is split between customer owned generation and amount to be supplied by NB Power. Energy to be supplied by NB Power is apportioned into sales at transmission voltage and distribution voltage, on the basis of historical data.

Additional requirements of the larger transmission voltage customers are generally known one to five years ahead of the actual need. This is because these large scale operations require detailed planning of the electrical systems. Information on planned load additions is also gathered on a periodic basis by direct contact with the customers. Therefore, the model results for the early years (first three) are replaced by a forecast based on an assessment of known and planned changes to the requirements of the Industrial Transmission customers.

2.4.5 Forecast Results

The end result of this Industrial forecast is for an average annual increase of some 170 GW.h (2.8%) by the year 2002/03. This increase is similar to the historical increase of about 150 GW.h per year.

The total increase of some 2600 GW.h over the next fifteen years is consistent with estimates of potential increases in the major industrial groups. Pulp and Paper industry, which accounts for over 60% of the total Industrial requirements (and 70% of Industrial Transmission requirements), has an estimated potential increase of some 1500 GW.h based on traditional technologies and up to 700 GW.h through the application of newer electric technologies. Other potential load additions include the prospects for a third potash mine, the possible development of a Zinc and/or chromium smelter and the addition of other, yet unknown, industries.

The following Table 10 summarizes the history and forecast of the total industrial electricity requirements. The sales to transmission voltage customers and the distribution voltage customers are shown in Tables 11 and 12 respectively.

TABLE 10

GOODS PRODUCING GDP AND
INDUSTRIAL ELECTRIC ENERGY REQUIREMENTS

FISCAL YEAR	GDP IN MILLIONS (1981$)	TOTAL INDUSTRIAL REQUIREMENTS (GW.h)	CUSTOMER GENERATION (GW.h)	TOTAL TRANSMISSION SALES (GW.h)	TOTAL DISTRIBUTION SALES (GW.h)
HISTORY					
1971/72	1564	2980	579	2176	225
1972/73	1666	3368	673	2454	241
1973/74	1872	3431	671	2509	251
1974/75	1972	3533	614	2651	268
1975/76	1902	3217	541	2381	295
1976/77	2042	3720	550	2857	313
1977/78	2062	3883	586	2978	319
1978/79	2111	4154	705	3108	341
1979/80	2109	4003	786	2853	364
1980/81	2012	4427	747	3301	379
1981/82	1977	4328	727	3248	353
1982/83	2017	3762	625	2796	341
1983/84	2230	4504	563	3570	371
1984/85	2341	5022	681	3943	398
1985/86	2443	4785	633	3737	415
1986/87	2545	5460	744	4288	428
1987/88	2625	5731	699	4583	449
FORECAST					
1988/89	2709	5812	700	4650	462
1989/90	2779	6064	800	4788	476
1990/91	2818	6247	800	4956	491
1991/92	2889	6463	875	5083	505
1992/93	3007	6705	950	5234	521
1993/94	3073	6873	950	5386	536
1994/95	3141	7044	950	5542	552
1995/96	3210	7221	950	5702	569
1996/97	3281	7401	950	5865	586
1997/98	3353	7586	950	6033	603
1998/99	3427	7776	950	6204	622
99/2000	3502	7970	950	6380	640
2000/01	3579	8169	950	6560	659
2001/02	3658	8374	950	6744	679
2002/03	3738	8583	950	6933	700

TABLE 11

INDUSTRIAL TRANSMISSION ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE		FIRM SALES	NON-FIRM SALES
		GW.h	%		
HISTORY					
1972/73	2454			2005	449
1977/78	2978	105	3.9	2758	220
1982/83	2796	-36	-1.3	2517	279
1987/88	4583	357	10.4	4176	407
FORECAST					
1988/89	4650	67	1.5	4277	373
1989/90	4788	138	3.0	4415	373
1990/91	4956	168	3.5	4583	373
1991/92	5083	127	2.6	4710	373
1992/93	5234	151	3.0	4861	373
1997/98	6033	160	2.9	5660	373
2002/03	6932	180	2.8	6560	373

* Annual increase over the previous period shown in the Table .

TABLE 12

INDUSTRIAL DISTRIBUTION ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	AVERAGE * INCREASE %	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES (WHOLESALE)
HISTORY					
1972/73	241			199	42
1977/78	319	16	5.8	255	64
1982/83	341	4	1.3	283	58
1987/88	449	22	5.7	387	62
FORECAST					
1988/89	462	14	3.1	399	63
1989/90	476	14	3.0	411	65
1990/91	491	14	2.9	423	68
1991/92	505	15	3.1	436	69
1992/93	521	15	3.0	449	72
1997/98	603	16	3.0	520	83
2002/03	700	19	3.0	603	97

* Annual increase over the previous period shown in the Table .

2.5 TOTAL ENERGY SUPPLY AND PEAK DEMAND

The total energy supply requirements are derived by adding estimates of distribution and transmission line losses to the forecasted sales. Energy losses are based on the levels experienced in recent years.

The peak hour demand is derived by first allocating the forecasted annual energy to the 12 months and then applying monthly load factors.

Monthly energy allocation is done by adding forecasted increases to the actual energy sales for the previous 12 months, which are normalized for non-routine industrial shutdowns and average weather. For each customer class, the forecasted increases related to space heating are allocated to the heating months while other increases are added on the basis of historical trends.

Monthly load factors are forecast for distribution and transmission loads on the basis of historical experience. These factors, when applied to the monthly energy forecast, provide the peak hour demand for each month of the fifteen year forecast.

The peak demand forecast increase of 2.8%[1] per year is higher than the 2.7% annual increase in energy supply. The faster increase for peak demand is due to the forecast continuation of increasing reliance on electric space heating by the Residential and General Service customers. Additional electric space heating will increase the proportion of energy required in winter months and the associated peak demand.

The possibility of reducing peak demand through Demand Side Management (DSM) is not included in this forecast. DSM options under consideration include: (i) rate discounts for customers able to curtail their demand at the time NB Power system peaks and (ii) use of customer information (education) programs to control peak demand. The greatest potential for DSM appears to be among the Large Industrial customers. The level of peak reduction attainable is estimated to be roughly 100 MW. Therefore, it is possible that the 120 MW increase over the 1987 forecast may be mostly offset by Demand Side Management options under consideration.

The overall results of the energy sales and supply and the peak hour demand are included in the following chapter.

---

(1) When the fiscal year 1987/88 peak demand is adjusted downward by 40 MW for colder than average weather and another 25 MW for higher than "normal" losses, the peak demand forecast growth rate would be 3.0% per year.

OVERALL FORECAST RESULTS

3.0 OVERALL FORECAST RESULTS

3.1 General

As indicated earlier to facilitate the application of this Load Forecast for facility and financial planning, the results are presented for each of the six customer classifications. In addition, the requirements of customers served at distribution voltages of 12 KV or below are distinguished from those of customers served directly at transmission voltages of 69 KV or above.

Line losses which occur during the transmission and distribution of electricity to the ultimate consumers are also estimated to determine the total energy supply requirements.

The annual energy supply forecast, i.e. the total sales and the associated line losses is spread over the 12 months. The monthly spread is particularly useful for planning system operations and for determining the system peak hour demand. The following sections outline the overall results of the annual requirements by customer class, the monthly energy supply and the peak hour demand.

3.2 Annual Requirements

The results of the Residential, General Service and Industrial Forecast are allocated to the appropriate customer classifications and, where applicable, further allocated to the shares sold directly by NB Power and the Municipal Utilities.

Table 13 summarizes the forecast sales for each of the six customer classifications: Residential, General Service, Street Lights, Industrial Distribution, Wholesale (transmission voltage sales to municipal utilities) and Industrial Transmission. Also included in the Table 13 are forecast line losses, total energy supply and the associated peak hour demand for each year.

The history and forecast of energy supply, the associated peak hour demand and the annual increases are shown in Table 14. Energy and peak demand are also plotted in Figures 10 and 11. Table 15 summarizes the forecasted increases by customer classification while Figure 12 shows the trends for the shares of total sales by customer classification.

TABLE 13

ANNUAL ENERGY, PEAK DEMAND AND LOAD FACTOR FORECAST

	IN PROVINCE ENERGY SUPPLY (GWH)									
FISCAL YEAR	RESI-DENTIAL	GEN. SERVICE	STREET LIGHTS	IND. DIST.	IND. TRANS.	WHOLE-SALE	LOSSES	SYS. NET	HOURLY PEAK DEM.(MW)	ANNUAL LOAD FACTOR(%)
HISTORY										
1972/73	911	618	27	199	2454	408	391	5008	827	69.1
1973/74	1072	695	30	205	2509	450	515	5476	944	66.2
1974/75	1284	775	35	217	2651	499	682	6143	1027	68.3
1975/76	1554	872	39	238	2381	562	743	6389	1100	66.3
1976/77	1809	935	42	251	2857	615	754	7263	1316	63.0
1977/78	1905	984	44	255	2978	633	745	7544	1320	65.2
1978/79	2010	1072	47	283	3108	609	783	7912	1430	63.2
1979/80	1975	1118	49	306	2853	624	698	7623	1404	62.0
1980/81	2057	1165	50	321	3301	644	722	8260	1490	63.3
1981/82	2119	1169	51	293	3248	659	836	8375	1587	60.2
1982/83	2226	1184	52	283	2796	686	742	7969	1438	63.3
1983/84	2484	1227	53	311	3570	744	872	9261	1702	62.1
1984/85	2715	1283	55	337	3943	784	886	10003	1834	62.3
1985/86	2981	1351	56	351	3735	846	934	10255	2001	58.5
1986/87	3257	1443	58	366	4298	880	897	11199	2110	60.6
1987/88	3362	1501	60	387	4583	911	947	11751	2336	57.4
FORECAST										
1988/89	3497	1586	61	399	4650	955	1006	12153	2385	58.2
1989/90	3626	1644	62	411	4788	989	1041	12561	2480	57.8
1990/91	3730	1690	64	423	4956	1017	1073	12953	2565	57.6
1991/92	3832	1757	65	436	5083	1051	1106	13329	2650	57.4
1992/93	3931	1824	66	449	5234	1084	1139	13726	2737	57.3
1993/94	4015	1887	68	462	5386	1114	1170	14101	2816	57.2
1994/95	4097	1952	69	476	5542	1145	1201	14482	2895	57.1
1995/96	4176	2018	70	490	5702	1175	1232	14863	2975	57.0
1996/97	4251	2084	72	505	5865	1205	1264	15245	3053	57.0
1997/98	4324	2152	73	520	6033	1236	1295	15633	3131	57.0
1998/99	4391	2220	75	536	6204	1266	1326	16018	3208	57.0
99/2000	4456	2289	76	552	6380	1296	1357	16406	3285	57.0
2000/01	4520	2359	78	568	6560	1326	1389	16799	3363	57.0
2001/02	4582	2429	79	585	6743	1356	1420	17194	3441	57.0
2002/03	4643	2500	81	603	6932	1386	1452	17597	3519	57.1
Increase (% / YR.)										
73-88	9.10	6.09	5.50	4.53	4.25	5.50	6.08	5.85	7.17	-1.23
88-03	2.18	3.46	2.01	3.00	2.80	2.84	2.89	2.73	2.77	-0.04

TABLE 14

1988 ENERGY AND PEAK DEMAND FORECAST

FISCAL YEAR	ENERGY SUPPLY TOTAL (GW.h)	ENERGY SUPPLY ANNUAL* INCREASE (%)	PEAK DEMAND MAXIMUM (MW)	PEAK DEMAND ANNUAL* INCREASE (%)
HISTORY				
1972/73	5008		827	
1977/78	7544	8.5	1320	9.8
1982/83	7969	1.1	1438	1.7
1987/88	11751	8.1	2336	10.2
FORECAST				
1988/89	12153	3.4	2385	2.1
1989/90	12561	3.4	2480	4.0
1990/91	12953	3.1	2565	3.4
1991/92	13329	2.9	2650	3.3
1992/93	13726	3.0	2737	3.3
1993/94	14101	2.7	2816	2.9
1994/95	14482	2.7	2895	2.8
1995/96	14863	2.6	2975	2.7
1996/97	15245	2.6	3053	2.6
1997/98	15633	2.5	3131	2.6
1998/99	16018	2.5	3208	2.5
99/2000	16406	2.4	3285	2.4
2000/01	16799	2.4	3363	2.4
2001/02	17194	2.4	3441	2.3
2002/03	17597	2.3	3519	2.3

* Annual increase over the previous period shown in the Table.

Figure 10

ENERGY SUPPLY HISTORY AND FORECAST

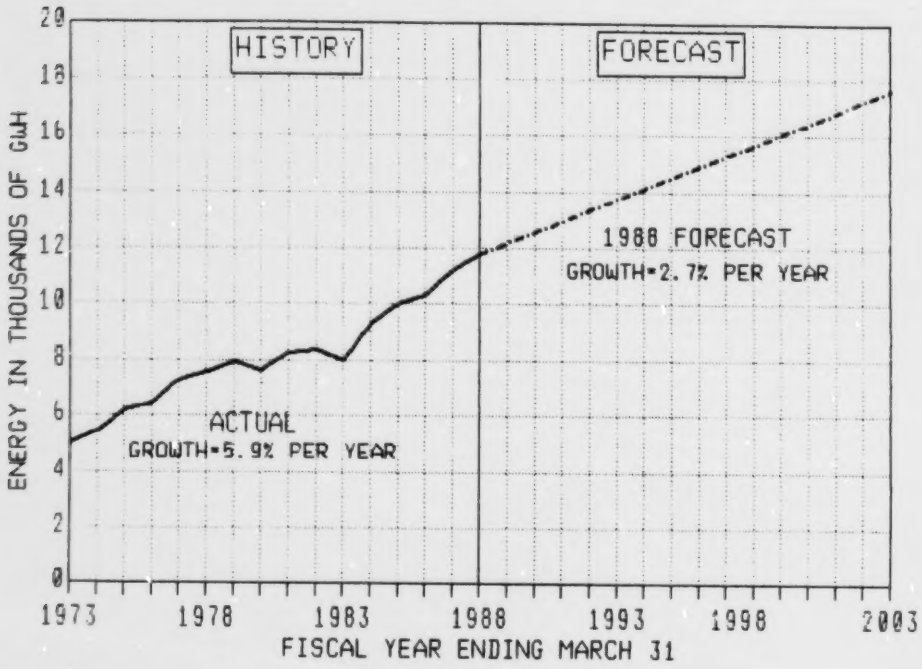


Figure 11

ANNUAL PEAK HOUR DEMAND
HISTORY AND FORECAST

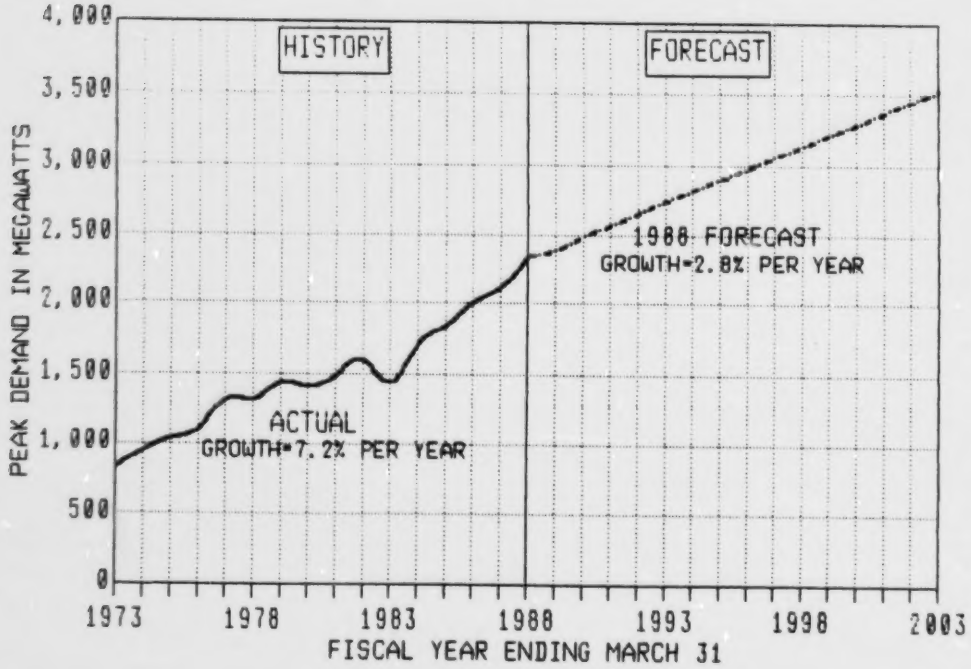


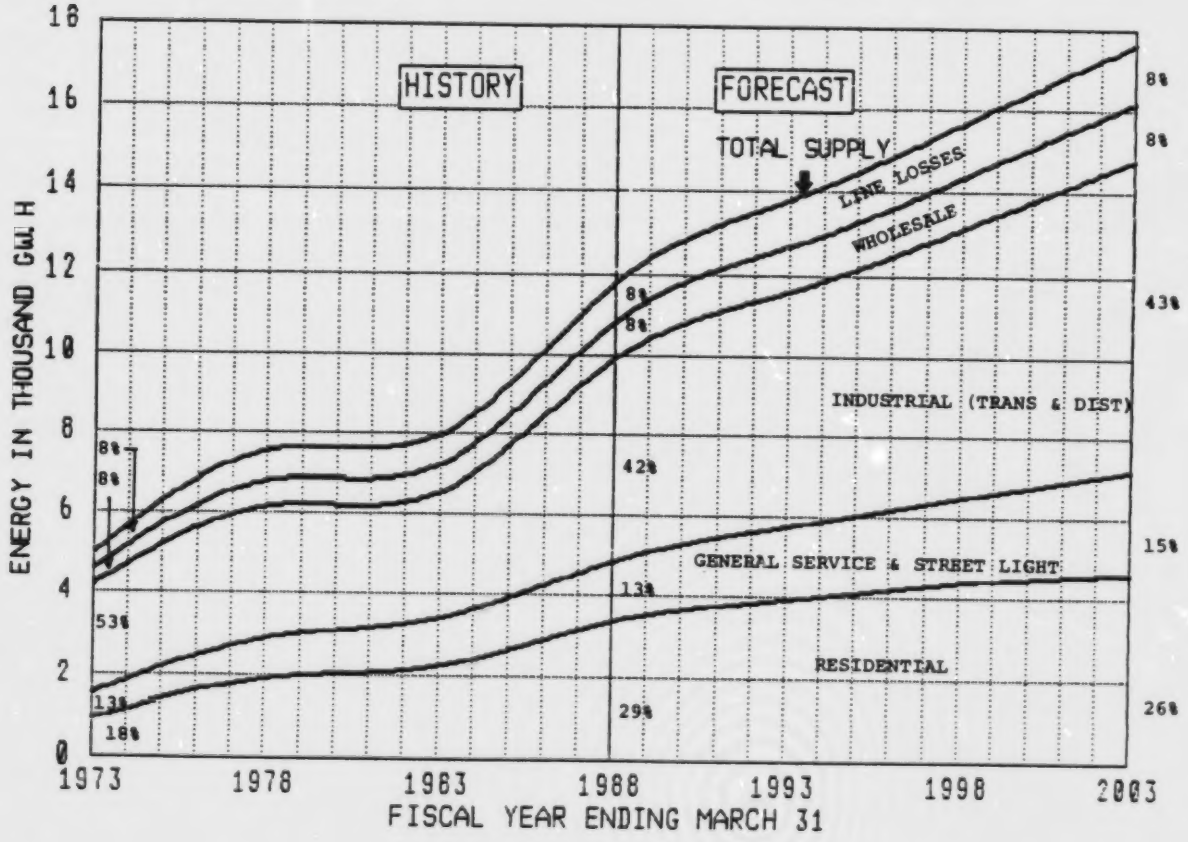
TABLE 15

SUMMARY OF FORECAST INCREASES

	RESI-DENTIAL	GEN. SERVICE	STREET LIGHTS	IND. DIST.	IND. TRANS.	WHOLE-SALE	LOSSES	SYSTEM NET
1987/88 GW.H	3362	1501	60	387	4583	911	947	11751
% OF SYSTEM NET	28.6	12.8	0.5	3.3	39.0	7.8	8.1	100.0
INCREASE BY 2002/03	1281	999	21	216	2349	475	505	5846
% OF TOTAL INC.	21.9	17.1	0.4	3.7	40.2	8.1	8.6	100.0
2002/03 GW.H	4643	2500	81	603	6932	1386	1452	17597
% OF SYSTEM NET	26.4	14.2	0.5	3.4	39.4	7.9	8.3	100.0
INCREASE (%/YR)	2.18	3.46	2.01	3.00	2.80	2.84	2.89	2.73

Figure 12

IN-PROVINCE SALES AND SUPPLY



3.3 Monthly Energy Supply

In addition to the need for monthly energy sales for revenue and cash flow projections, the monthly spread of the total forecast requirements is useful for optimizing the operation and maintenance of facilities.

Forecasted annual increases resulting from additional space heating are allocated to heating months on the basis of weather data and past experience. Increases not resulting from additional space heating are allocated to all 12 months on the basis of past trends. The allocated monthly increases are then added to the previous 12 months' actual monthly energy sales, adjusted for non-routine industrial shutdowns and deviation from average weather.

The results of monthly allocation of the annual energy supply forecast are shown in Table 16 below.

TABLE 16

SYSTEM NET MONTHLY ENERGY(GWH)

YR.\MO.	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1986/87	878	843	758	731	783	800	898	1009	1123	1186	1094	1096	11199
1987/88	921	871	799	797	817	808	943	1037	1175	1263	1177	1143	11751
1988/89	999	905	825	800	824	872	934	1061	1235	1301	1198	1198	12153
1989/90	1033	933	848	821	846	898	961	1098	1282	1352	1243	1245	12561
1990/91	1065	961	873	843	869	923	988	1133	1325	1398	1285	1288	12953
1991/92	1096	987	896	863	890	947	1014	1167	1368	1444	1326	1331	13329
1992/93	1128	1015	921	885	913	973	1042	1203	1412	1491	1369	1374	13726
1993/94	1159	1042	945	907	936	998	1069	1236	1453	1534	1408	1415	14101
1994/95	1189	1069	970	929	960	1024	1096	1270	1494	1577	1448	1456	14482
1995/96	1220	1096	994	952	984	1050	1123	1304	1535	1621	1487	1497	14863
1996/97	1251	1124	1020	974	1008	1076	1151	1338	1576	1663	1527	1538	15245
1997/98	1282	1152	1045	998	1033	1103	1179	1372	1618	1707	1566	1579	15633
1998/99	1313	1180	1071	1021	1058	1129	1207	1405	1658	1749	1605	1619	16018
99/2000	1345	1208	1098	1045	1083	1157	1236	1440	1699	1792	1645	1660	16406
2000/01	1376	1236	1124	1070	1109	1184	1265	1474	1740	1835	1684	1701	16799
2001/02	1408	1265	1152	1095	1135	1212	1295	1509	1781	1878	1724	1742	17194
2002/03	1440	1295	1179	1120	1162	1241	1325	1544	1822	1922	1764	1783	17597

3.4 Monthly Peak Hour Demand

In addition to the total energy requirements, the maximum rate at which the energy is required is also critical in determining the timing of new facilities. This maximum rate at which energy is required is referred to as peak demand. Estimates of peak demand over one hour are considered sufficient for planning system operations and future facilities.

The peak hour demand for each month of the fifteen year forecast is derived by applying load factors to the monthly energy supply. Load factors for distribution and transmission voltage requirements are forecast on the basis of historical trends. The peak hour demand forecast is shown in Table 17 below.

TABLE 17

SYSTEM NET MONTHLY PEAK HOURLY DEMAND (MW)

YR.\MO.	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	MAX.
1986/87	1558	1492	1345	1262	1352	1425	1532	1802	2049	2110	2033	1897	2110
1987/88	1649	1541	1406	1345	1376	1520	1621	1781	2178	2336	2179	2010	2336
1988/89	1786	1609	1478	1412	1431	1581	1630	1877	2216	2385	2299	2133	2385
1989/90	1846	1659	1521	1449	1469	1628	1678	1944	2301	2480	2387	2218	2480
1990/91	1904	1708	1564	1487	1508	1674	1725	2006	2379	2565	2466	2294	2565
1991/92	1959	1755	1606	1523	1545	1718	1770	2067	2456	2650	2546	2371	2650
1992/93	2017	1805	1651	1562	1586	1766	1818	2131	2536	2737	2628	2449	2737
1993/94	2071	1852	1694	1601	1625	1811	1864	2190	2610	2816	2703	2521	2816
1994/95	2126	1900	1738	1640	1665	1858	1911	2250	2684	2895	2779	2594	2895
1995/96	2181	1948	1782	1679	1706	1905	1959	2310	2758	2975	2855	2666	2975
1996/97	2235	1997	1827	1720	1747	1952	2006	2370	2832	3053	2929	2738	3053
1997/98	2291	2046	1873	1761	1790	2000	2055	2431	2906	3131	3005	2810	3131
1998/99	2345	2095	1919	1803	1833	2048	2103	2491	2979	3208	3079	2881	3208
99/2000	2400	2144	1965	1845	1876	2097	2152	2551	3051	3285	3153	2952	3285
2000/01	2456	2194	2012	1888	1920	2147	2202	2612	3124	3363	3227	3024	3363
2001/02	2512	2245	2060	1932	1965	2197	2252	2673	3197	3441	3302	3095	3441
2002/03	2569	2296	2109	1976	2011	2248	2304	2735	3271	3519	3377	3168	3519

FORECAST VARIATIONS

4.0 FORECAST VARIATIONS

4.1 General

The actual electrical requirements are likely to differ from the forecast. Also such differences are likely to be larger in the later years of the forecast. In view of the significance of the load forecast in the facility and financial decisions, it is important to understand the reasons for the difference between the forecast and actual experience. This serves as an important tool in improving the accuracy of a forecast. Some of the factors that will result in the actual electrical requirements deviating from the forecast are discussed in this chapter.

It is useful to distinguish and isolate forecast inaccuracies that can be minimized by improvements in methodology or inputs, from those that relate to uncontrollable factors such as weather.

As electricity is the principal space heating energy source in New Brunswick, both the energy requirements and the peak hour demand are sensitive to winter weather. Forecasts are prepared for average weather conditions [1] and the deviations resulting from colder (or warmer) than average weather are considered unavoidable. Similarly temporary industrial shutdowns, unless known with certainty, cannot be incorporated in system operating decisions and do not impact facilities planning. Therefore, the forecast variations related to temporary industrial shutdowns are not considered relevant.

On the other hand, analysis of forecast models and inputs can help improve the accuracy of future forecasts. A key forecast input inaccuracy in recent years relates to electric space heating conversions, which have continued to exceed the forecast levels. In fiscal 1984/85 the actual number of space heating conversions were twice the forecast level due to an earlier than planned termination of the Canada Oil Substitution Program (COSP) grant. In subsequent years, the conversions to electric space heating continued to exceed forecast levels despite a drop in the price of home heating oil. This led to more detailed analysis

---

(1) The energy requirements are affected by weather conditions which are measured in heating degree days; as determined by the difference between 18°C and the actual average temperature for each day. The forecast is based on the average annual heating degree days for the past 30 years. Peak Demand is sensitive to the average temperature before the peak hour. It is forecast to correspond to -24°C; the average temperature for eight hours before the peak demand experienced in the last 12 years. The effect of 1°C on peak demand is estimated to be 25 MW.

and market studies which revealed that in addition to the price of competitive energy sources, convenience and comfort of electric heating were also key customer considerations in their decision to convert to electric heat. Forecasts of electric conversions were subsequently revised and found to be more accurate.

4.2 Forecast Range

It is inevitable that the actual electrical requirements will differ from the forecast levels. Analysis of past forecast also confirms that the differences between actual and forecast generally increase over time.

The key inputs which are likely to impact the accuracy of this 1988 Load Forecast are considered to be: (i) the world price of oil (ii) population growth, (iii) economic growth, (iv) use of wood for space heating, (v) conservation. The significance of changes in these key inputs is outlined below.

(i) **Oil Prices:** Oil prices have fluctuated significantly since the first oil embargo in 1973. When the prices rose sharply in the seventies and early eighties there was a noticeable shift away from oil in all sectors of economy. This resulted in increased reliance on electricity for space heating and in industrial processes. Recent decline in world oil prices are considered to have slowed the penetration of newer electrical technologies which would have otherwise displaced oil. It is estimated that further fluctuations in oil prices can affect the forecast increases in electric energy requirements by $\pm$ 0.3% per year.

(ii) **Population:** The population projection used in this forecast is based on continuation of current fertility and mortality trends and the assumption that migration out of the province will equal migration into the province in the long term. Fertility and mortality rates tend to change gradually and are therefore considered unlikely to deviate significantly from the forecast levels, especially in the short term. On the other hand inter-provincial migration levels depend on the relative strengths of various provincial economies. Based on past experience it is possible that some 2,000 people may migrate into or out of the province in each of the forecast years. This could affect the energy forecast increase by $\pm$ 0.2% per year.

(iii) **Economic Growth:** The forecast of General Service and Industrial energy requirements is based on overall economic growth forecast averaging 2.4% per year in the first five years and 2.2% per year, thereafter. A 0.5% per year deviation in economic growth is estimated to affect the energy forecast increase by ± 0.5% per year.

(iv) **Wood Use:** The forecast is based on the assumption that the use of wood will continue at the current levels. This reflects recent experience and may change over time, particularly if oil and electricity do not maintain the price stability of recent years. Historical experience with the use of wood for space heating suggests the possibility of significant fluctuations in wood use. The shift to or away from wood can be relatively quick as most customers who have wood space heating also have electric systems in conjunction with it. The effect of a 20% change in wood use by the end of the forecast period is estimated to be ± 0.1% per year change in energy supply.

(v) **Conservation:** The forecast allows for 0.5% decrease in average annual KW.h used for space heating based on the impact of improved energy efficiency of homes in recent years. The effect of ±0.5% variation in conservation levels on the energy requirements is estimated to be ±0.1% per year.

The combined effect of above variations in inputs is that the actual energy requirements can be 1.2% per year higher or lower. It is very likely that some of the above noted eviations from the forecast would offset each other and the overall effect would be less than 1.2% per year. Based on the above analysis it is considered likely that the long term average annual increase in energy requirements will be within ± 1.0% of the forecast increase of 2.7%.

The differences in specific years are likely to be larger than the ± 1.0%, as many of the causal factors are unlikely to follow the exact forecast growth pattern. For example the industrial load additions have been and will likely continue to be relatively large in some years, offset by smaller than average increases in other years.

The impact of ± 1.0% deviation from the forecast energy supply and peak hour demand is shown in the following Table 18.

TABLE 18

IMPACT OF 1.0% VARIATION IN FORECAST INCREASE

FISCAL YEAR	ENERGY SUPPLY (GW.h)			PEAK DEMAND (MW)		
	LOWER INCREASE	FORECAST	HIGHER INCREASE	LOWER INCREASE	FORECAST	HIGHER INCREASE
1987/88 (ACTUAL)	11751	11751	11751	2336	2336	2336
1988/89	12036	12153	12271	2362	2385	2409
1989/90	12319	12561	12805	2432	2480	2528
1990/91	12580	12953	13332	2491	2565	2641
1991/92	12820	13329	13853	2549	2650	2754
1992/93	13074	13726	14405	2607	2737	2872
1993/94	13300	14101	14942	2656	2816	2983
1994/95	13526	14482	15495	2704	2895	3098
1995/96	13747	14863	16058	2752	2975	3214
1996/97	13963	15245	16631	2796	3053	3330
1997/98	14178	15633	17220	2840	3131	3449
1998/99	14386	16018	17817	2882	3208	3568
99/2000	14590	16406	18426	2922	3285	3690
2000/01	14794	16799	19052	2962	3363	3814
2001/02	14994	17194	19691	3001	3441	3940
2002/03	15196	17597	20349	3039	3519	4069

ENERGIE NB POWER

PREVISION des CHARGES

1988

PRÉVISION DES CHARGES DE QUINZE ANS

1988 - 2003

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

PLANIFICATION DU DÉVELOPPEMENT

AOÛT 1988

TABLES DES MATIÈRES

		PAGE
	AVANT-PROPOS	i
1.0	RÉSUMÉ	1
1.1	Résultats de la prévision	1
1.2	Comparaison avec la prévision de 1987	2
1.3	Ventes d'énergie	4
1.3.1	Usage domestique	4
1.3.2	Usage général	5
1.3.3	Usage industriel	6
1.4	Demande de pointe	7
2.0	PRÉVISION DES CHARGES, 1988 - 2003	9
2.1	Introduction	9
2.2	Prévision des ventes à l'usage domestique	10
2.2.1	Généralités	10
2.2.2	Modèle par usage	10
2.2.3	Résultats de la prévision	12
2.3	Prévision des ventes à l'usage général et pour l'éclairage des rues	15
2.3.1	Généralités	15
2.3.2	Modèle économétrique	16
2.3.3	Prévision des besoins relatifs à l'éclairage des rues	18
2.3.4	Résultats de la prévision	18
2.4	Prévision des ventes à l'usage industriel	21
2.4.1	Généralités	21
2.4.2	L'industries des pâtes et papiers	22
2.4.3	L'industrie des mines et des fonderies	23
2.4.4	Modèle de prévision	24
2.4.5	Résultats de la prévision	25
2.5	Approvisionnement total en énergie et demande de pointe	29

TABLE DES MATIÈRES (suite)

3.0	RÉSULTATS GLOBAUX DE LA PRÉVISION	30
3.1	Généralités	30
3.2	Besoins annuels	30
3.3	Besoins annuels en énergie	35
3.4	Pointe horaire par mois	36
4.0	VARIATION DE LA PRÉVISION	37
4.1	Généralités	37
4.2	Plage de la prévision	38

TABLES

TABLE		PAGE
1	Résumé de la prévision	1
2	Besoins en énergie - Comparaison des prévisions de 1987 et 1988 ...	2
3	Demande de pointe - Comparaison des prévisions de 1987 et 1988 ...	2
4	Prévsion des besoins de l'usage domestique	4
5	Prévsion des besoins de l'usage général	5
6	Prévision de la charge globale de l'usage industriel	7
7	Besoins énergétiques de l'usage domestique (GW.h).....	13
8	Besoins énergétiques de l'usage général (GW.h)	19
9	Besoins énergétiques pour l'éclairage des rues (GW.h)	20
10	PIB des industries productrices de biens et besoins énergétiques de l'usage industriel	26
11	Besoins de l'usage industriel, tension de transport (GW.h)	27
12	Besoins de l'usage industriel, tension de distribution (Gw.h)	28
13	Prévision - Besoins annuels en énergie, pointe et facteur de charge .	31
14	Prévision - Besoins énergétiques et demande de pointe, 1988	32
15	Résumé - Croissance prévue	34
16	Charge mensuelle nette du réseau (GW.h)	35
17	Pointe horaire mensuelle nette du réseau (MW)	36
18	Conséquences d'une variation de 1,0 % sur la croissance prévue	40

FIGURES

FIGURE		PAGE
1	Alimentation en énergie - Prévision	3
2	Pointe horaire annuelle - Prévision	3
3	Ventes d'énergie par catégorie d'abonnements	9
4	Ventes par abonnement domestique	14
5	Ventes à l'usage général par groupe CTI	15
6	Revenu réel personnel disponible et produit provincial intérieur brut	16
7	Ventes à l'usage général et revenu personnel disponible par habitant	17
8	Ventes par groupe d'industries	21
9	PDB des industries productrices de biens et besoins globaux en électricité du secteur industriel	24
10	Alimentation en énergie - Historique et prévision	33
11	Pointe horaire annuelle - Historique et prévision	33
12	Ventes intra-provinciales et alimentation globale	34

AVANT-PROPOS

Dans les entreprises d'électricité, la prévision des charges constitue le point de départ d'une grande partie des activités de planification. Le présent document fournit la prévision des besoins en électricité des abonnés provinciaux de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) pendant une période de quinze ans. La Prévision des charges de 1988 remplace celle préparée en juin 1987.

L'entreprise élabore chaque année une prévision des charges en se fondant sur une analyse de causalité portant sur les charges des années précédentes, compte tenu de données recueillies au moyen de sondages auprès des abonnés ainsi que de divers facteurs économiques, démographiques, technologiques et autres qui peuvent influencer le niveau d'utilisation de l'énergie électrique.

En plus de prévoir la demande de chaque catégorie d'abonnés et la demande totale globale par mois, le présent document fournit une prévision de la pointe mensuelle horaire, c'est-à-dire la quantité d'énergie maximum demandée en une heure. Les résultats de la prévision servent à la planification à court et à long termes, surtout celle des finances et des installations.

Il est probable que les charges réelles diffèrent des charges prévues, et que les écarts sont d'autant plus élevées que la prévision a trait aux dernières années de la période visée. Ces écarts peuvent avoir des effets importants sur les besoins futurs de l'entreprise en matière de finances et d'installations. Ainsi, le présent document comprend une plage de variations basée sur différents paramètres pouvant influencer la prévision et leurs effets sur les résultats définitifs.

RÉSUMÉ

1.0 RÉSUMÉ

1.1 Résultats de la prévision

Au cours de la période de quinze ans allant entre les années financières 1988-1989 et 2002-2003 d'Énergie NB, les besoins en énergie du Nouveau-Brunswick devraient augmenter à un taux annuel moyen de 2,7 % (390 GW.h), passant de 11751 GW.h à 17598 GW.h. Pendant la même période, la pointe horaire (demande de pointe) connaîtra un taux de croissance annuel moyen de 2,8 % (79 MW), passant de 2336 MW à 3519 MW. (Voir le Tableau 1 ci-dessous.)

TABLEAU 1

RÉSUMÉ DE LA PRÉVISION

	ÉNERGIE (GW.h)			POINTE (MW)		
Année financière	GW.h	Croissance annuelle* GW.h	%	MW	Croissance annuelle* MW	%
1987-1988	11751 (charge réelle)			2336 (pointe réelle)		
1988-1989	12153	402	3,4	2385	49	2,1**
1989-1990	12560	407	3,3	2480	95	4,2
1990-1991	12952	392	3,1	2565	85	3,4
1991-1992	13328	376	2,9	2650	85	3,3
1992-1993	13726	398	3,0	2737	87	3,3
1997-1998	15633	381	2,6	3131	79	2,7
2002-2003	17598	393	2,4	3519	79	2,4
Moyenne		390	2,7		79	2,8

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

** Quand la pointe de 2336 MW de 1987-1988 est réduite de 40 MW pour tenir compte des températures plus basses que la normale et de 25 MW pour refléter des pertes dépassant "le niveau normal" (résultant de la perte d'une tranche à cette époque), le taux de croissance en 1988-1989 sera de 5,0 % supérieur à la pointe réelle modifiée de 2271 MW.

1.2 Comparaison avec la prévision de 1987

Les résultats de la Prévision des charges de 1988 sont dans l'ensemble quelque peu différents de ceux de la prévision précédente (1987). D'ici l'année 2001-2002, la dernière année où la comparaison est possible, les besoins en énergie prévus en 1988 sont inférieurs de 0,7 % au niveau prévu en 1987, tandis que la pointe prévue est de 3,6 % plus élevée. Alors que les besoins en énergie prévus sont de 0,7 % plus bas que ceux prévus en 1987, les différences affichées pour les quelques premières années sont plus importantes. (Voir le Tableau 2 ci-dessous.)

TABLEAU 2

BESOINS EN ÉNERGIE - COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE 1987 ET 1988

	ÉNERGIE (GW.h)			
	PRÉVISION de 1987	PRÉVISION de 1988	DIFFÉRENCE GW.h	%
1987-1988	11751 (charge réelle)			
1992-1993	13975	13726	-249	-1,8
1997-1998	15973	15633	-340	-2,1
2001-2002	17301	17194	-107	-0,6

La pointe modifiée enregistrée dans l'année financière 1987-1988 a été de 39 MW supérieure à celle prévue en 1987. La pointe prévue en 1988-1989 est de 64 MW plus élevée que celle prévue en 1987. La nouvelle prévision reste de quelque 60 MW supérieure à celle de 1987 jusqu'à 1997-1989. Après cette année, la différence augmente progressivement pour atteindre 120 MW en 2001-2002 (voir le Tableau 3 ci-dessous). Le changement est attribuable surtout à une évaluation différente des effets des conversions à l'électricité pour le chauffage des locaux.

TABLEAU 3

DEMANDE DE POINTE - COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE 1987 ET 1988

	POINTE (MW)			
	PRÉVISION de 1987	PRÉVISION de 1988	DIFFÉRENCE MW	%
1987-1988	2336 (pointe réelle)			
1992-1993	2675	2737	62	2,3
1997-1998	3079	3131	62	1,7
2001-2002	3321	3441	120	3,6

FIGURE 1

ALIMENTATION EN ÉNERGIE - PRÉVISION

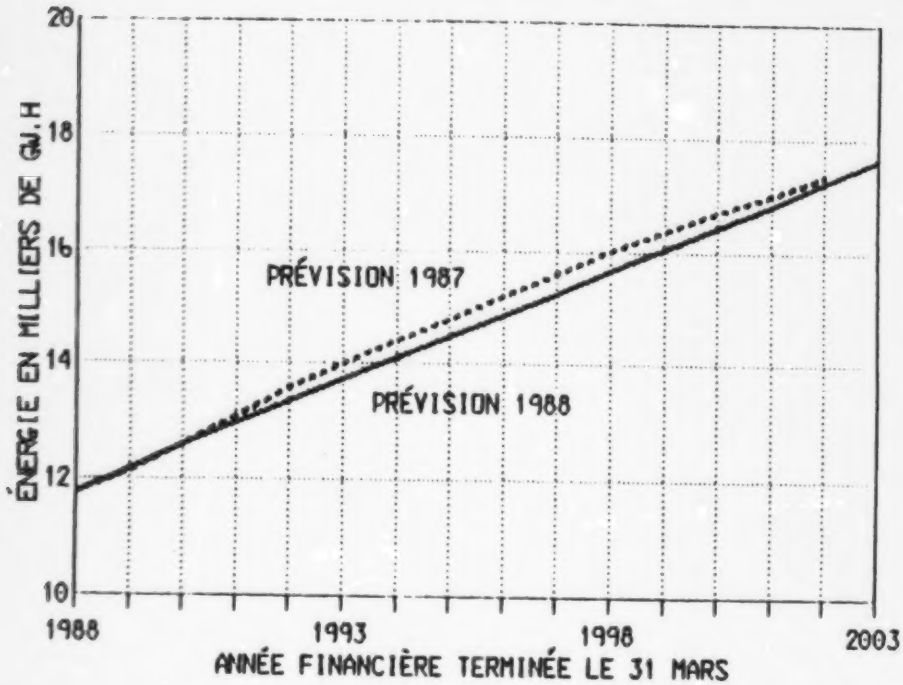
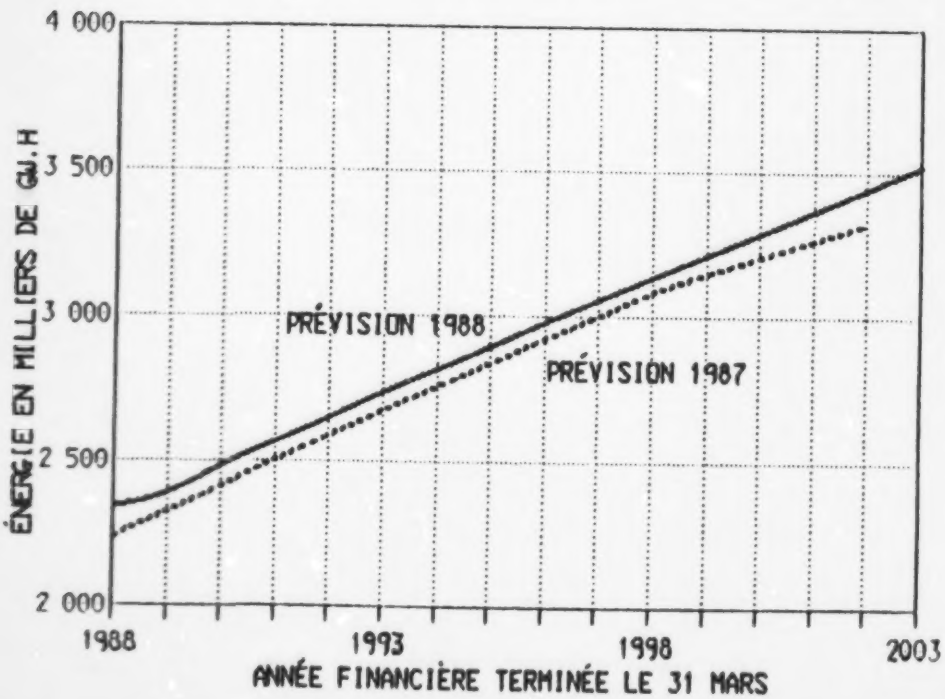


FIGURE 2

POINTE HORAIRE ANNUELLE - PRÉVISION



1.3 Ventes d'énergie

Les paragraphes suivants traitent brièvement des facteurs principaux qui ont influencé la croissance des besoins en énergie des usages domestique, général et industriel ainsi que des changements des intrants principaux depuis la prévision de 1987.

1.3.1 Usage domestique

Il est prévu que les besoins globaux en électricité de l'usage domestique augmenteront pour passer de 3781 GW.h en 1987-1988 à 5222 GW.h d'ici 2002-2003, ce qui représente un taux de croissance annuel de 2,2 %. Cette croissance prévue est attribuable surtout aux effets de quelque 46000 nouveaux abonnements et de 40000 conversions à l'électricité pour le chauffage des locaux.

L'augmentation moyenne d'un peu plus de 3000 abonnements par an est liée à une croissance démographique annuelle de 4000 et à un déclin du nombre de personnes par famille, celui-ci devant passer du niveau actuel de 2,86 en 1987-1988 à 2,60 d'ici l'année financière 2002-2003. Le nombre prévu de nouveaux abonnements est semblable à celui indiqué dans la prévision de 1987.

Pour faire la prévision relative aux conversions au chauffage électrique des locaux, on évalue le potentiel non épuisé du marché, la concurrence associée aux autres options et les récentes orientations. Le nombre de 40000 conversions prévu cette année pour les quinze prochaines années est de 12000 inférieur à celui prévu en 1987. Cette baisse tient compte des orientations manifestées récemment ainsi que de la concurrence accrue des autres sources d'énergie pour le chauffage. Tous ces facteurs expliquent dans une large mesure la baisse de quelque 6 % des besoins en énergie des abonnés domestiques par rapport à la prévision de 1987 jusqu'à l'année 2001-2002.

La prévision de cette année, comme celle de 1987, tient compte d'un déclin moyen de 0,5 % par an des besoins énergétiques pour le chauffage des locaux pour refléter les mesures d'économie d'énergie ainsi que de meilleurs niveaux d'isolation. De plus, dans cette prévision, la consommation des appareils électroménagers est réduite de 0,5 % par an en moyenne pour tenir compte d'un meilleur rendement possible de ces appareils. Ces prévisions se fondent sur une étude menée par l'Association canadienne de l'électricité.

TABLEAU 4

PRÉVISION DES BESOINS DE L'USAGE DOMESTIQUE

Année financière	Ventes globales (GW.h)	Croissance annuelle*	
		GW.h	%
1987-1988	3781		
1992-1993	4421	128	3,2
1997-1998	4862	88	1,9
2001-2002	5222	72	1,4

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

1.3.2 Usage général

Les besoins en énergie de l'usage général devraient connaître un taux de croissance annuel de 3,4 %, passant de 1897 GW.h pendant l'année financière 1987-1988 à 3252 GW.h en 2002-2003.

La prévision associée à cet usage est basée sur un modèle selon lequel les besoins en énergie sont fonction du revenu personnel disponible et de la population. Le revenu personnel disponible dépend de l'ensemble des conditions économiques. Le modèle économétrique, mis au point il y sept ans, s'est avéré fiable, car quand les données réelles sur le revenu disponible et la population sont entrées dans le modèle, l'écart au cours de chaque année entre les résultats et les ventes réelles à l'usage général est seulement de ± 2 %.

Les résultats de la prévision de 1988 pour l'usage général sont semblables à ceux de la prévision de 1987. Deux des facteurs entrant en ligne de compte dans la prévision ont été modifiés comme suit: (i) au lieu de se servir des prévisions établies par Énergie NB pour la croissance économique, on s'est servi de celles de la Conference Board of Canada pour les cinq premières années; et (ii) la prévision tient compte des améliorations possibles du rendement de l'équipement, des moteurs et des appareils d'éclairage.

Selon les prévisions de la Conference Board of Canada relatives au Nouveau-Brunswick, n'existant d'ailleurs que pour les cinq premières années (entre 1988 et 1992), la croissance économique s'échelonnera entre 1,5 % et 3,2 %, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 2,4 % [1]. Ce taux est à comparer au taux de 2,2 % établi par Énergie NB et utilisé dans la prévision de 1987. À partir de 1993, le taux annuel de la croissance économique devrait être de 2,2 % par an.

Les effets éventuels d'un accroissement du rendement des applications électriques dans le secteur de l'usage général sont reflétés par une réduction de 0,2 % des augmentations obtenues en se basant sur le modèle économétrique.

TABLEAU 5

PRÉVISION DES BESOINS DE L'USAGE GÉNÉRAL

Année financière	Ventes globales (GW.h)	Croissance annuelle*	
		GW.h	%
1987-1988	1897		
1992-1993	2305	82	4,2
1997-1998	2719	83	3,6
2002-2003	3160	88	3,2

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

1. Les estimations de la Conference Board de la croissance économique ont été fournies par l'Agence de la statistique du Nouveau-Brunswick.

1.3.3 Usage industriel

Les ventes totales au secteur industriel devraient augmenter de 2,8 % par an, passant de 5031 GW.h pendant l'année financière 1987-1988 à 7633 GW.h en 2002-2003.

Pour prévoir la charge industrielle, on a suivi une méthode différente de celle suivie dans les prévisions précédentes. Dans le passé, la prévision des besoins du secteur industriel se fondait sur deux techniques distinctes pour chacune des deux catégories d'abonnés suivantes: (1) les 36 abonnés industriels desservis à partir de la tension de transport (ces abonnés consomment plus de 90 % de la charge industrielle totale); et (ii) les quelque 1500 abonnés desservis à partir de la tension de distribution. La prévision des besoins des abonnés desservis à partir de la tension de transport se fondait sur une évaluation probabiliste des charges additionnelles et sur une charge attribuable à des projets imprévisibles au sein du secteur industriel. Quant aux besoins des abonnés desservis à partir du réseau de distribution, on les prévoyait à partir d'un modèle économique.

Afin de mieux comprendre les caractéristiques des besoins du secteur industriel, on a examiné la relation historique entre l'activité économique et les besoins en électricité. Une analyse des données relatives aux quinze dernières années démontre qu'il existe une relation continue et évidente entre l'activité du secteur industriel producteur de biens et la quantité totale d'énergie consommée par le secteur industriel. Ainsi, la relation entre l'activité économique et les besoins en énergie du secteur industriel, en plus de servir de base pour la prévision de la charge industrielle, permettra d'évaluer les effets de différents scénarios de croissance économique sur les charges futures.

La prévision de 1988 est donc basée sur la relation historique entre les besoins en électricité globaux du secteur industriel et l'activité économique du secteur de la production de biens. Pour les cinq premières années de la prévision, on utilise le taux de croissance économique prévu par la Conference Board of Canada; et pour le reste de la période (entre la sixième et la quinzième années), on a fait l'application d'un taux annuel de 2,2 %, soit le taux estimé par Énergie NB. Les effets éventuels des moteurs à haut rendement énergétique et des commandes de dispositifs d'entraînement à régime variable entrent aussi en ligne de compte par l'application d'une réduction annuelle de 0,3 % aux augmentations obtenues en se basant sur le modèle.

Cependant, pour la prévision des besoins des abonnés desservis à partir du réseau de transport pendant les trois premières années, au lieu de se servir des résultats du modèle, on a établi une évaluation détaillée des besoins additionnels prévus et envisagés.

Selon le modèle, les charges industrielles alimentées par le réseau de transport augmenteront de quelque 2400 GW.h (330 MW) au cours des quinze prochaines années. La validité des résultats du modèle est confirmée par un examen général des charges additionnelles prévues et éventuelles. Le paragraphe suivant donne un aperçu de ces charges.

Les industries des pâtes et papiers consomment plus de 70 % de la charge indutrielle alimentée aux tensions de transport. Énergie NB estime que les

augmentations éventuelles des besoins de ce secteur seront de quelque 1500 GW.h (200 MW), compte tenu des technologies classiques, majorées d'une autre tranche allant de 350 à 700 GW.h (de 50 à 100 MW) pour l'application de nouvelles électrotechnologies. Ces besoins additionnels, combinés aux besoins qui pourraient découler de l'ouverture possible d'une troisième mine de potasse, d'un aménagement possible de fonderies et de l'établissement d'autres industries, jusqu'ici non identifiées, permettent d'établir la croissance des besoins du secteur industriel alimenté par les lignes de transport à 2400 GW.h (330 MW) au cours des quinze prochaines années.

TABLEAU 6

PRÉVISION DE LA CHARGE GLOBALE DE L'USAGE INDUSTRIEL

Année financière	Ventes globales (GW.h)	Croissance annuelle* GW.h	%
1987-1988	5031		
1992-1993	5755	145	2,7
1997-1998	6636	176	2,9
2002-2003	7633	199	2,8

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

1.4 Demande de pointe

La pointe horaire est établie en répartissant les besoins en énergie annuels sur 12 mois et faisant ensuite l'application des facteurs de charge mensuel sur les valeurs obtenues.

La répartition mensuelle des besoins en énergie est effectuée en ajoutant les augmentations prévues aux ventes d'énergie réelles effectuées au cours des 12 derniers mois, corrigées pour tenir compte des fermetures industrielles imprévues et des températures moyennes. Les augmentations prévues relatives au chauffage des locaux, dans chaque catégorie d'abonnés, sont affectées seulement aux mois de chauffage tandis que les autres augmentations sont ajoutées en se basant sur les tendances historiques.

La prévision des facteurs de charge mensuels applicables aux charges alimentées aux tensions de transport et de distribution est basée sur les tendances historiques. En appliquant ces facteurs aux besoins en énergie mensuels prévus, on obtient la demande de pointe horaire pour chaque mois de la période de quinze ans visée par la prévision.

Le taux de croissance annuel de 2,8 % [2] de la demande de pointe (voir le Tableau 1) est supérieur à l'augmentation de 2,7 % des besoins en énergie. L'augmentation plus élevée de la demande de pointe est attribuable à la

2. Quand la pointe de 1987-1988 est corrigée pour tenir compte des températures plus basses que la normale et de pertes dépassant "le niveau normal", le taux de croissance prévu sera de 3,0 % par an. (Voir aussi la note en bas de la page 1.)

prévision d'une utilisation continue par les abonnés des usages domestique et général de l'électricité pour le chauffage des locaux. Un recours accru au chauffage électrique des locaux est susceptible d'augmenter la quantité d'énergie requise pendant les mois d'hiver ainsi que la demande de pointe associée à cette énergie.

La présente prévision ne tient pas compte des possibilités de réduction de de la pointe au moyen de la gestion de la demande. Les choix envisagés pour cette gestion comprennent: (i) offrir des tarifs réduits aux abonnés qui peuvent baisser leur demande pendant les périodes de pointe du réseau d'Énergie NB; et (ii) établir des programmes destinés à informer les abonnés au sujet du contrôle de la demande de pointe.

Les abonnés industriels, grande puissance, semblent être les candidats les plus susceptibles de réduire leur demande de pointe. Énergie NB est actuellement en train d'évaluer les économies éventuelles associées aux réductions de la demande de pointe. Si des économies en résultent, elles peuvent être offertes aux abonnés sous forme de tarifs d'encouragement afin qu'ils modifient leurs procédés de façon à réduire leurs besoins énergétiques durant les périodes de pointe du réseau d'Énergie NB.

À la lumière des discussions avec diverses industries, on estime que les réductions possibles de la demande de pointe par le recours aux programmes de gestion de la demande seront approximativement de 100 MW. Ainsi, il est possible que la croissance de la pointe de 120 MW par rapport à la prévision de 1987 (voir le Tableau 3) soit en grande partie contrebalancée si les mesures de gestion de la demande s'avèrent fructueuses.

PRÉVISION DES CHARGES

1988 - 2003

2.0 PRÉVISION DES CHARGES, 1988 - 2003

2.1 Introduction

Aux fins de l'exercice de prévision, la charge électrique du Nouveau-Brunswick se divise en trois catégories principales: usage domestique, usage général et usage industriel. Cette division se base sur la similarité des applications électriques par les abonnés au sein de chaque catégorie, c'est-à-dire que les besoins en électricité des abonnés de chaque catégorie sont fonction de facteurs semblables.

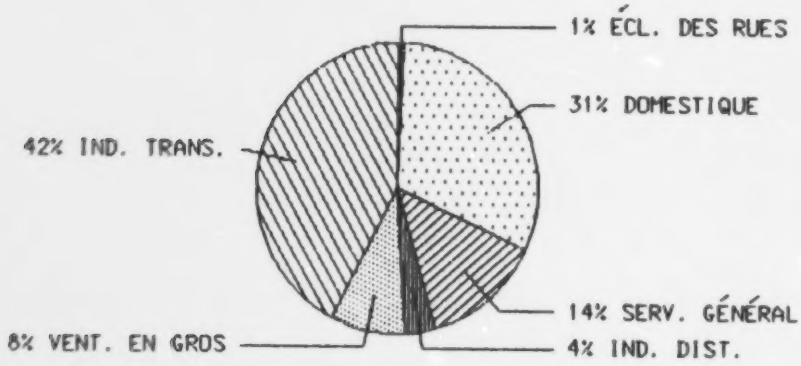
L'usage domestique comprend les ménages --abonnés sur une base permanente ou saisonniers--, les églises et les fermes. L'usage général comprend surtout des établissements commerciaux et institutionnels. Quant à l'usage industriel, il comprend principalement des abonnés se consacrant à la fabrication et au traitement de biens ou à l'extraction de matières premières. Les paragraphes suivants du présent chapitre traitent des méthodes suivies pour faire la prévision des besoins électriques des trois usages domestique, général et industriel, des facteurs entrant en ligne de compte, ainsi que des résultats.

La prévision relative à chacun de ces usages englobe les besoins de six catégories d'abonnements: domestique, usage général, éclairage des rues, industriel-distribution, ventes en gros pour revente (les ventes aux quatre catégories précédentes par les entreprises d'électricité municipales de Saint John et d'Edmundston) et industriel-transport.

La prévision des charges, réparties sur ces catégories, servira à faire la planification des installations et des finances. La Figure 3 ci-dessous indique le niveau courant des ventes à chaque catégorie. Le présent document donne également une répartition mensuelle des besoins en énergie annuels globaux prévus et de la pointe horaire associée à cette charge.

FIGURE 3

VENTES D'ÉNERGIE PAR CATÉGORIE
D'ABONNEMENTS
ANNÉE FINANCIÈRE 1987-1988



VENTES GLOBALES: 10803 GW.H

2.2 PRÉVISION DES VENTES À L'USAGE DOMESTIQUE

2.2.1 Généralités

Les ventes aux abonnés domestiques représentent quelque 35 % de toute la demande intra-provinciale (31 % les ventes livrées par Énergie NB et 4 % les ventes en gros). L'usage domestique comprend surtout des abonnés (ménages) permanents. Il comprend également des fermes (non domestiques), des églises et des organisations à but non lucratif. Moins de 5 % des besoins globaux de l'usage domestique sont attribuables aux utilisateurs non domestiques. Cet usage comprend également des abonnés saisonniers (chalets d'été) dont la consommation d'électricité représente moins de 1 % du total des besoins domestiques.

Il est facile d'établir les besoins des abonnés domestiques saisonniers car ils sont facturés selon un code distinct. La prévision de leurs besoins, qui sont peu importants, se fait par l'extrapolation des données historiques.

La consommation moyenne des abonnés non domestiques est quelque peu supérieure à celle des abonnés domestiques. La prévision ne fait pas de distinction entre les besoins des deux catégories, car il est peu probable que la séparation améliore l'ensemble des résultats. La prévision des besoins de ces deux groupes d'abonnés domestiques se fonde sur un modèle "par usage".

2.2.2 Modèle par usage

Le modèle "par usage" a pour but d'identifier les différentes applications de l'électricité par les abonnés domestiques, comme le chauffage des locaux et de l'eau domestique et les appareils électriques. Le niveau de pénétration de chaque application et la consommation moyenne connexe permettent d'établir les besoins en électricité moyens par abonné. Le nombre d'abonnés est établi en fonction de la population et du nombre de personnes par famille. Le modèle se formule comme suit:

ÉNERGIE = NOMBRE D'ABONNÉS X CONSOMMATION MOYENNE PAR ABONNÉ

CONSOMMATION MOYENNE PAR ABONNÉ = TOTAL DES APPAREILS X CONSOMMATION MOYENNE

Les paragraphes suivants traitent des facteurs principaux qui influencent la charge, c.-à-d. le nombre d'abonnés et la consommation moyenne par abonné.

2.2.2.1 Nombre d'abonnés permanents

À la fin de mars 1988, le nombre d'abonnés domestiques permanents desservis par Énergie NB s'élevait à 251000, dont 218000 desservis directement et 33000 indirectement par le biais des entreprises municipales de Saint John et d'Edmundston. Au cours des quinze dernières années, le nombre d'abonnés domestiques permanents a connu un taux de croissance annuel moyen de 2,6 %. Ce taux est presque quatre fois plus grand que le taux de croissance moyen de la population du Nouveau-Brunswick pour la même période qui est de 0,7 % et indique un déclin du nombre moyen de personnes par abonnement permanent, qui est passé du 3,78 à 2,86.

Au cours des quinze prochaines années, celles visées par la présente prévision, la population du Nouveau-Brunswick devrait augmenter à un taux moyen de 0,5 % par an, soit de 4000 personnes. Durant la même période, on prévoit que le nombre de personnes par abonnement baissera de 2,86 à 2,60. Ces changements mèneront à une augmentation prévue de 46000 abonnés domestiques permanents, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 1,1 %, ou 3100 nouveaux abonnements.

2.2.2.2 **Consommation moyenne d'énergie par abonné domestique permanent**

Les besoins annuels en énergie des abonnés permanents dépendent du nombre d'appareils électriques utilisés et de la fréquence de leur utilisation. Au cours des quinze dernières années, la consommation annuelle moyenne par abonné domestique permanent est passée de 6173 kW.h à 14890 KW.h, ce qui représente un taux annuel moyen de croissance de 6,0 % et reflète historiquement une pénétration accrue des appareils électriques, surtout l'équipement de chauffage électrique des locaux et de l'eau.

Le niveau de pénétration des appareils électriques est établi au moyen de sondages périodiques auprès de quelque 10000 abonnés domestiques, le sondage le plus récent ayant été mené en février 1988. La prévision des niveaux de pénétration des appareils électriques se fonde sur le taux de pénétration et le taux de conversion établis à partir des analyses des données historiques et des marchés possibles.

Étant donné que la consommation pour le chauffage des locaux et de l'eau représente plus de deux tiers des besoins globaux des abonnés domestiques, la prévision du taux de pénétration de ces deux applications est d'une grande importance. Les estimations relatives à la conversion à ces deux applications ou à leur abandon sont établies à partir de données recueillies par la division Commercialisation d'Énergie NB qui effectue périodiquement des études sur les possibilités de vente, les tendances courantes et les projets des abonnés. La prévision reflète un taux de 2700 conversions au chauffage électrique des locaux en moyenne par an et de 1000 conversions au chauffage électrique de l'eau. Il est prévu que le niveau de pénétration du chauffage électrique des locaux et de l'eau dans les nouvelles habitations sera de 85 % et 100 % respectivement. La prévision de ces taux est basée sur l'hypothèse que l'électricité continuera à être plus avantageuse que le mazout et le bois et que les tendances affichées au cours des cinq dernières années continueront à se manifester durant la période de la prévision.

Afin de prévoir la consommation annuelle moyenne de chaque abonné domestique permanent, il faut déterminer, en plus des niveaux de pénétration des appareils électriques domestiques, la consommation annuelle moyenne de chaque application. La consommation annuelle relative au chauffage des locaux et de l'eau est calculée en se basant sur les résultats du sondage effectué en février 1988. Quant à la prévision des besoins des autres appareils, elle s'effectue à partir de données utilisées par d'autres entreprises d'électricité. Quand on introduit au modèle les niveaux de pénétration et la consommation annuelle (KW.h) prévus pour les quelques dernières années, les résultats obtenus sont conformes aux besoins réellement enregistrés. La prévision de la consommation des appareils électriques tient compte d'un rendement accru et des effets possibles des mesures d'économie pour le chauffage des locaux.

2.2.3 Résultats de la prévision

La prévision des besoins de l'usage domestique indique une croissance annuelle moyenne de 85 GW.h (2,2 %) d'ici l'année 2002-2003. En chiffres, cette croissance représente un peu plus de la moitié de la croissance annuelle de 163 GW.h (9,1 %) enregistrée au cours des quinze dernières années.

Les facteurs suivants expliquent pourquoi cette croissance est inférieure au niveau historique:

(i) Il est prévu que le nombre de nouveaux ménages augmentera en moyenne de 3100 par an, tandis qu'au cours des quinze dernières années, la croissance annuelle moyenne a été de 5400. Cette baisse résulte de l'effet combiné d'un ralentissement de la croissance démographique et d'un déclin moins rapide du nombre de personnes par famille.

(ii) Les niveaux de pénétration du chauffage électrique des locaux et de l'eau, qui au cours des quinze dernières années sont passés de 2 % à 50 % et de 25 % à 85 % respectivement, devraient connaître une croissance moins rapide. Ce ralentissement est attribuable au fait que le marché du chauffage de l'eau à l'électricité est près d'être saturé et qu'il y a des limites à celui du chauffage des locaux.

Le Tableau 7 (voir plus bas) donne un aperçu historique des ventes aux abonnés domestiques ainsi qu'une prévision de leurs besoins. La Figure 4 présente une évolution de la consommation par abonné.

TABLEAU 7

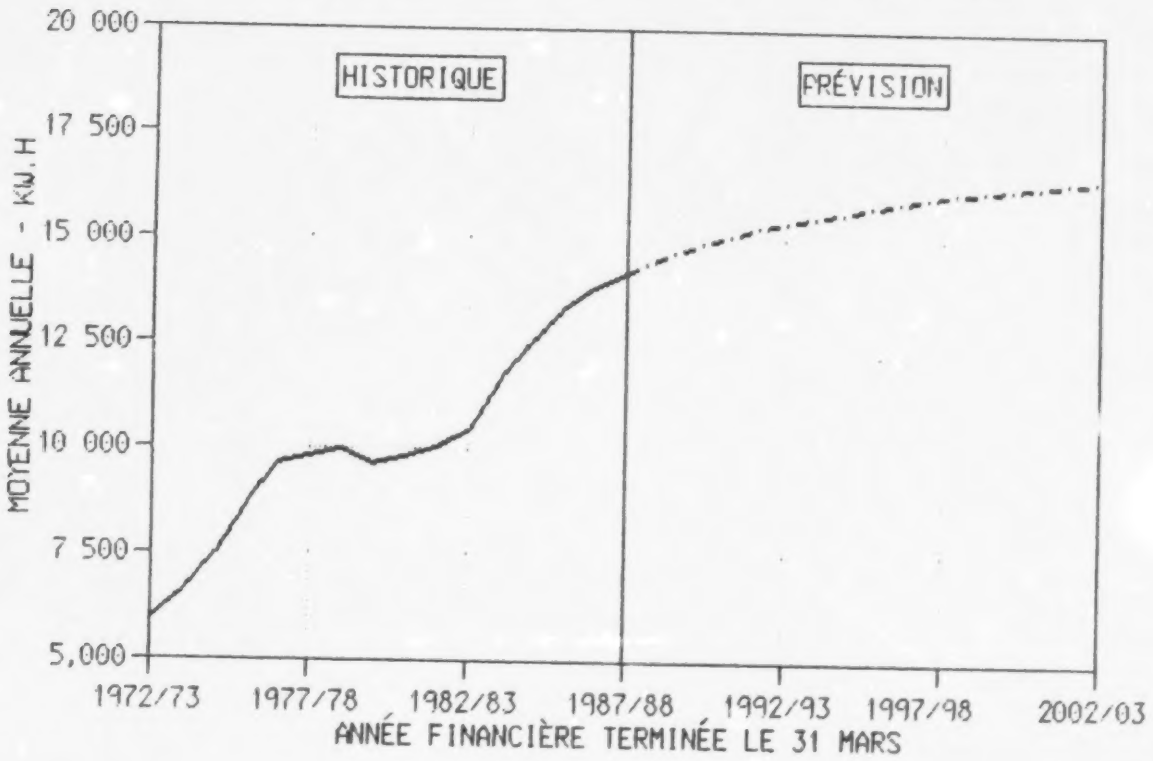
BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE DOMESTIQUE (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE* MOYENNE GW.h	CROISSANCE* MOYENNE %	VENTES PAR ÉNERGIE NB (EN GROS)	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES
HISTORIQUE					
1972-1973	1073			911	162
1977-1978	2183	222	15,3	1905	278
1982-1983	2504	64	2,8	2226	278
1987-1988	3781	255	8,6	3362	419
PRÉVISION					
1988-1989	3934	153	4,0	3497	437
1989-1990	4079	145	3,7	3626	453
1990-1991	4196	117	2,9	3730	466
1991-1992	4310	115	2,7	3832	478
1992-1993	4422	111	2,6	3931	491
1997-1998	4864	88	1,9	4324	540
2002-2003	5223	72	1,4	4643	580

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

FIGURE 4

VENTES PAR ABONNEMENT DOMESTIQUE



2.3. PRÉVISION DES VENTES À L'USAGE GÉNÉRAL ET POUR L'ÉCLAIRAGE DES RUES

2.3.1 Généralités

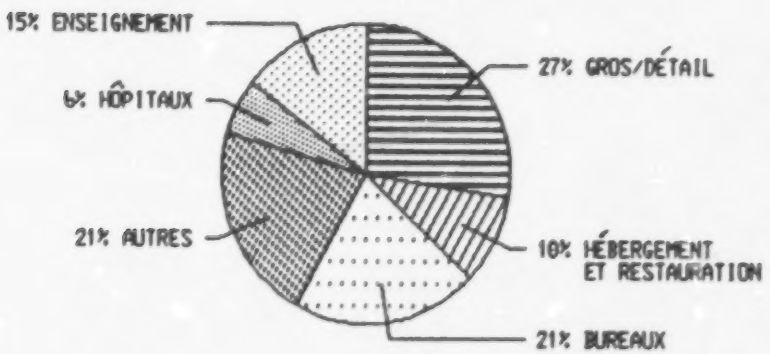
Les ventes à l'usage général représentent 18 % des besoins globaux de la province. Les ventes pour l'éclairage des rues et autres services dont la consommation n'est pas mesurée représentent quelque 0,8 % des ventes globales à l'intérieur de la province. L'usage général comprend des abonnés dont la charge peut aller de moins de dix kilowatts à plusieurs milliers de kilowatts. Les opérations des abonnés de cet usage sont aussi très variées, ce qui ne permet pas d'élaborer un modèle par usage semblable à celui utilisé pour la prévision des charges de l'usage domestique.

L'usage général regroupe des établissements commerciaux et institutionnels. Les catégories principales comprennent les commerces de gros et de détail, les hôtels, motels et restaurants, les bureaux, les hôpitaux et les établissements d'enseignement. À la fin de mars 1988, l'usage général comptait approximativement 20000 abonnés. La Figure 5 ci-dessous montre la répartition des ventes à cet usage entre les différents catégories d'abonnements. Les données utilisées sont établies à partir de l'attribution d'un code tiré de la Classification type des industries (CTI) à chaque abonné.

FIGURE 5

VENTES À L'USAGE GÉNÉRAL PAR GROUPE CTI

ANNÉE FINANCIÈRE 1987-1988



VENTES GLOBALES: 1501 GW.h

En se basant sur les données relatives aux ventes par les groupes établis selon la CTI, on constate que quelque 70 % des ventes globales à l'usage général sont directement liés à l'activité économique, soit celle des commerces de gros et de détail, des bureaux, hôtels, motels, restaurants et autres commerces. La portion de 30 % qui reste est consommée par le secteur institutionnel, soit les écoles, collèges, universités et hôpitaux. Bien que les besoins de ce secteur ne soient que peu liés à court terme à l'activité économique, on considère qu'ils le sont à long terme.

Un des facteurs menant à la croissance des ventes à l'usage général est le

niveau accru de pénétration du chauffage électrique des locaux. Un sondage récent auprès des abonnés non institutionnels de l'usage général indique que 56 % d'entre eux ont recours à l'électricité comme source principale de chauffage des locaux. Le sondage a aussi indiqué que le chauffage électrique est utilisé dans 80 % des édifices de moins de dix ans. La prévision des besoins de cet usage ne tient pas compte explicitement des effets de la pénétration future du chauffage électrique. Le modèle toutefois reflète implicitement un accroissement de la pénétration au taux historique. La section suivante décrit le modèle économétrique utilisé pour faire la prévision.

2.3.2 Modèle économétrique

Les ventes effectuées pendant les quinze dernières années à l'usage général peuvent être liées au revenu réel personnel disponible (RRPD) et au nombre d'habitants de la province. On constate que le RRPD est lié à l'activité économique générale telle qu'elle est mesurée par le produit provincial intérieur brut (PPIB) pour le Nouveau-Brunswick.

Les rapports historiques entre le RRPD et le PPIB ont servi à faire la prévision du RRPP, en se basant sur des prévisions externes (Conference Board of Canada) et des prévisions internes pour le PPIB. Le taux de croissance du PPIB prévu pour le Nouveau-Brunswick par la Conference Board of Canada s'établit à 2,4 % en moyenne et est disponible pour les années entre 1988 et 1992. Après 1992, Énergie NB estime que le taux de croissance annuel sera de 2,2 %. Pour la prévision des besoins de cet usage, on se sert du même nombre que celui utilisé pour l'usage domestique pour la croissance démographique, soit de 4000 par an. Les Figures 6 et 7 suivantes montrent les rapports historiques utilisés dans le modèle.

FIGURE 6

REVENU RÉEL PERSONNEL DISPONIBLE ET PRODUIT PROVINCIAL INTÉRIEUR BRUT

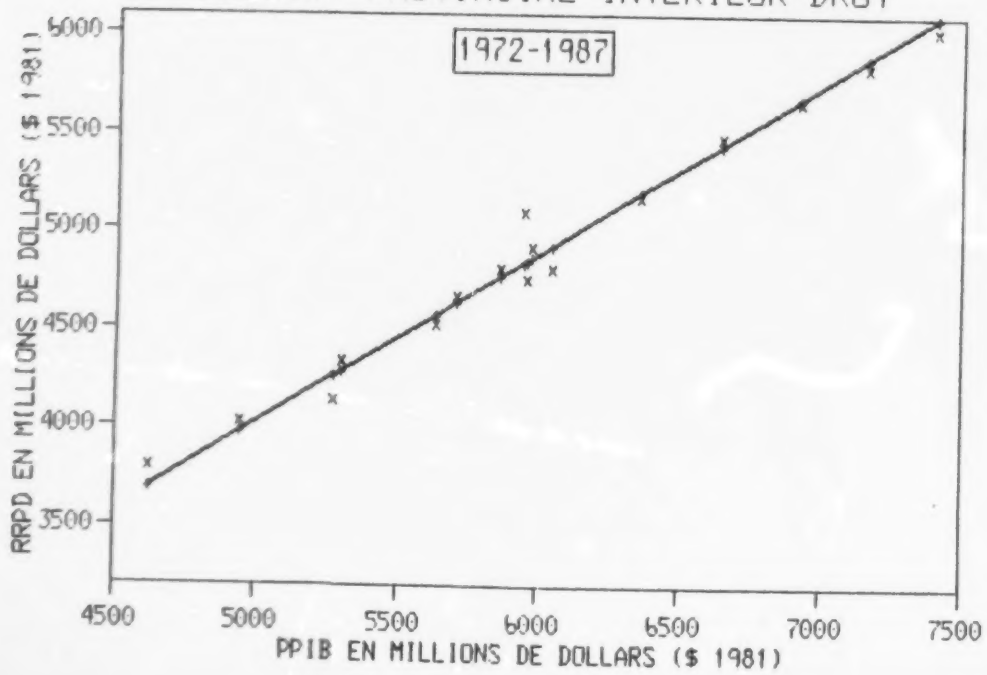
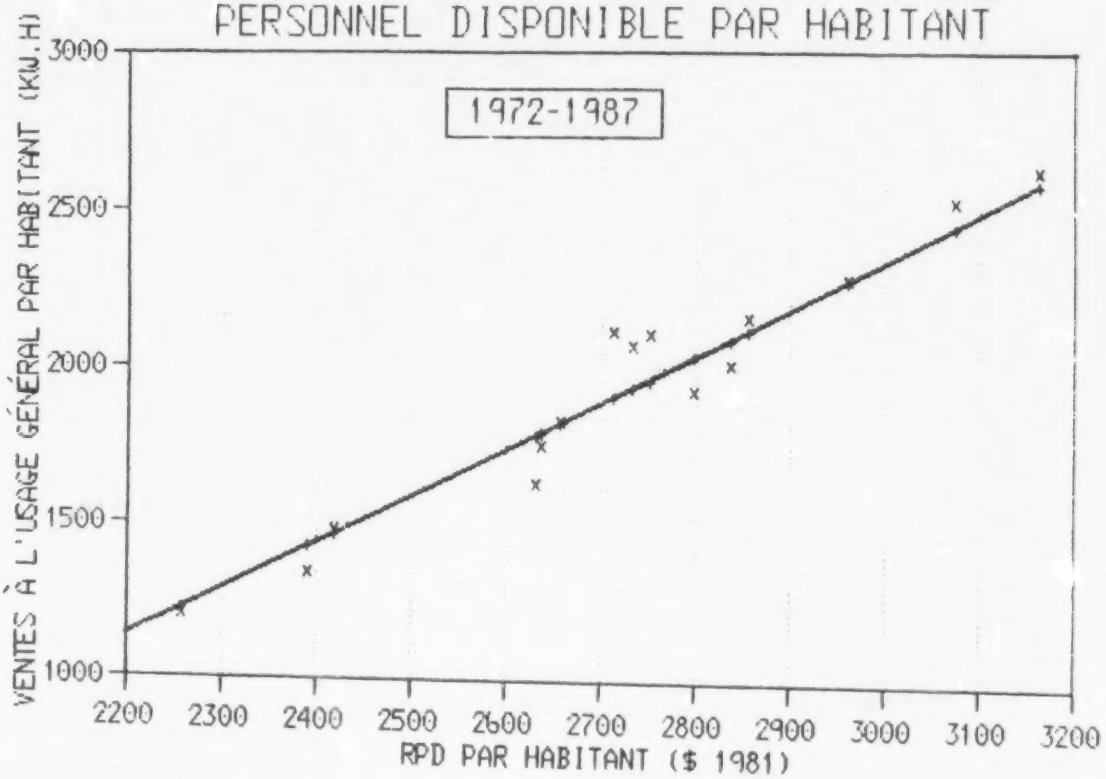


FIGURE 7

VENTES À L'USAGE GÉNÉRAL ET REVENU PERSONNEL DISPONIBLE PAR HABITANT



2.3.3. Prévision des besoins relatifs à l'éclairage des rues

Cette catégorie comprend les ventes d'énergie non mesurées destinée à l'éclairage des rues et des parcs de stationnement, aux sentinelles à l'écart des rues ainsi qu'à tout autre service comme les enseignes illuminées, les signaux de passage à niveaux et les sirènes. Cet usage représente quelque 0,8 % des ventes intra-provinciales globales.

Les facteurs clés qui influencent les ventes à cette catégorie sont: (i) l'aménagement de nouveaux secteurs résidentiels et commerciaux et (ii) le recours à des luminaires à rendement énergétique plus élevé.

Au cours des quinze dernières années, les ventes à cette catégorie ont connu une augmentation annuelle moyenne de 4,3 %. Cependant, le taux de croissance au cours des cinq dernières années n'a été que de 2,7 % par an. On prévoit que le taux de croissance de ces ventes sera encore plus lent à l'avenir, pour s'établir à 2 % par an. Ce déclin est dû à la mise au point de lampes à sodium à haute pression qui ont permis de réduire les coûts de remplacement des lampes à vapeur de mercure, ces appareils étant moins rentables.

2.3.4 Résultats de la prévision

Il est prévu que les ventes à l'usage général connaîtront un taux de croissance annuel de 3,5 % (ou 84 GW.h), comparativement à 5,9 %, ou 74 GW.h qui est la croissance annuelle enregistrée au cours des quinze dernières années. La baisse du taux de croissance prévu, par rapport au taux historique, est attribuable à un déclin du taux de croissance de l'activité économique et du nombre d'habitants de la province. La croissance démographique devrait s'établir à 0,5 % par an, comparativement à 0,7 %, le taux affiché au cours des quinze dernières années. Le taux de croissance prévu pour l'activité économique, qui est de 2,4 % pour les cinq premières années et de 2,2 % pour les années suivantes, est aussi inférieur au taux annuel moyen de 3,2 % affiché au cours des quinze dernières années.

Le Tableau 8 donne les résultats de la prévision des ventes à l'usage général ainsi que les ventes historiques, et le Tableau 9 celle de la catégorie éclairage des rues.

TABLEAU 8

BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE GÉNÉRAL (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE MOYENNE GW.h	%	VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES (EN GROS)
HISTORIQUE					
1972-1973	799			618	181
1977-1978	1266	93	9,6	984	282
1982-1983	1507	48	3,5	1184	323
1987-1988	1897	78	4,7	1501	396
PRÉVISION					
1988-1989	2004	107	5,7	1586	418
1989-1990	2078	73	3,7	1644	434
1990-1991	2136	58	2,8	1690	446
1991-1992	2220	85	4,0	1757	464
1992-1993	2305	85	3,8	1824	481
1997-1998	2719	83	3,4	2152	568
2002-2003	3159	88	3,0	2500	660

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

TABLEAU 9

BESOINS ÉNERGÉTIQUES POUR L'ÉCLAIRAGE DES RUES (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES TOTALES	CROISSANCE MOYENNE GW.h	%	VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES (EN GROS)
HISTORIQUE					
1972-1973	39			27	12
1977-1978	56	3	7,5	44	12
1982-1983	63	1	2,4	52	11
1987-1988	73	2	2,9	60	12
PRÉVISION					
1988-1989	74	1	1,9	61	12
1989-1990	75	1	1,8	62	13
1990-1991	77	1	1,8	64	13
1991-1992	78	1	1,9	65	13
1992-1993	80	2	2,0	66	14
1997-1998	88	2	2,1	73	15
2002-2003	98	2	2,1	81	16

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

2.4 PRÉVISION DES VENTES À L'USAGE INDUSTRIEL

2.4.1 Généralités

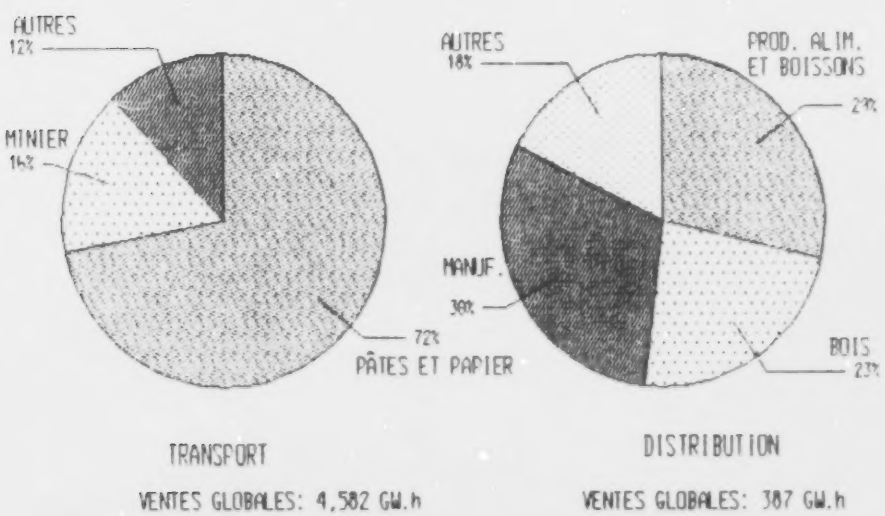
Près de la moitié (46 %) des ventes totales intra-provinciales sont destinées aux abonnés industriels. Pour faciliter l'application de la prévision des charges, les abonnés industriels sont divisés en deux catégories: (i) abonnés desservis à la tension de 69 kV ou plus et (ii) les abonnés desservis à la tension de distribution de 12 kV ou moins.

La première catégorie comprend 36 abonnés qui consomment 90 % des ventes totales à l'usage industriel. Cette même catégorie comprend 10 abonnés qui oeuvrent dans le secteur des pâtes et papiers et leur charge représente plus de 70 % des ventes aux abonnés alimentés à partir du réseau de transport. Dix abonnés du secteur minier consomment 16 % des ventes et le reste constitue la charge des 16 autres abonnés oeuvrant dans les secteurs du traitement du bois, des aliments et des produits chimiques, et dans d'autres industries.

Énergie NB a 1500 abonnés industriels alimentés aux tensions de distribution. Leur charge représente près de 10 % du total des ventes à l'usage industriel. Cette catégorie comprend surtout des industries du bois (principalement des scieries), des produits alimentaires et des boissons, des industries manufacturières et des postes de pompage.

FIGURE 8

VENTES PAR GROUPE D'INDUSTRIES
ANNÉE FINANCIÈRE 1987-1988



Les sections suivantes traitent des catégories d'industries principales et des facteurs qui pourraient influencer leurs besoins futurs en électricité.

2.4.2 L'industrie des pâtes et papiers

Les besoins en électricité de ce secteur industriel ont augmenté à un taux annuel moyen de 7 % environ au cours des quinze dernières années. Cette croissance est attribuable à un niveau de production plus élevé ainsi qu'à l'implantation de nouvelles technologies dans l'industrie. Le changement technologique le plus important qui a influencé la charge électrique réside dans le remplacement pour la réduction en pâte des procédés chimiques par des procédés thermo-mécaniques grands consommateurs d'électricité.

Une quantité considérable de la production de l'industrie des pâtes et papiers est destinée aux marchés d'exportation, surtout aux États-Unis, en Angleterre et au Japon. Ainsi, le niveau d'activité à long terme de cette industrie dépend de la demande des produits à l'échelle mondiale. La production de l'industrie et les besoins en électricité qui en dépendent ont tendance à suivre un profil quelque peu cyclique résultant du déséquilibre entre la demande et l'offre, ce déséquilibre pouvant découler d'une offre excessive résultant de la mise en production de nouvelles usines ou de récessions économiques qui causent un déclin de la demande des produits.

En se basant sur les prévisions à long terme de la demande mondiale des produits de l'industrie des pâtes et papiers, on prévoit que les industries existantes du Nouveau-Brunswick maintiendront les niveaux de production courants.

À l'heure actuelle, l'industrie de production de pâte au Nouveau-Brunswick dépend en grande partie du bois résineux. Les ressources en résineux sont exploitées à un niveau proche du maximum, ce qui limite les possibilités d'accroissement futures. Les besoins en électricité de l'industrie dépendant du bois résineux peuvent cependant augmenter par (i) le recours accru aux procédés thermo-mécaniques, (ii) la décision de produire du papier là où la pâte constitue maintenant le produit fini. Selon les estimations d'Énergie NB, ces facteurs peuvent accroître la charge électrique de cette industrie de 50 MW (12 %) au cours des trois prochaines années et d'une autre tranche de 100 MW (25 %) à plus long terme.

Une portion peu importante de la production de l'industrie des pâtes et papiers dépend du bois dur. Il existe au Nouveau-Brunswick des ressources en arbres feuillus, ce qui permet l'expansion de l'industrie connexe. La croissance dans ce secteur peut survenir par l'application de procédés chimiques classiques pour la réduction en pâte, par le recours aux procédés thermo-mécaniques pour la réduction en pâte chimique blanchie ou à la nouvelle technologie "ALCELL" basée sur l'utilisation de l'alcool, une technologie devant être mise à l'essai au Nouveau-Brunswick. Une augmentation de 50 MW est prévue pour refléter les projets d'expansion éventuels dans le secteur dépendant du bois dur.

Les besoins en électricité de l'industrie des pâtes et papiers devront également encore augmenter à la suite de l'implantation de nouvelles technologies, surtout pour la récupération de la chaleur résiduelle ou le séchage des pâtes et papiers. Parmi ces nouvelles technologies, mentionnons les systèmes de recompression mécanique de la vapeur, les pompes à chaleur à hautes températures et les procédés de séchage au moyen de radio-fréquences. La rentabilité de ces technologies est surtout fonction des prix mondiaux du

pétrole, source principale de la chaleur utilisée dans les procédés que les nouvelles électrotechnologies peuvent remplacer. On prévoit que l'implantation de nouvelles technologies peut augmenter la charge électrique de 50 à 100 MW au cours de la période de quinze ans visée par la prévision.

2.4.3 L'industrie des mines et des fonderies

Les besoins en électricité de l'industrie des mines et des fonderies ont augmenté de 5 % par an environ au cours des quinze dernières années. L'augmentation historique est attribuable surtout à l'ouverture de nouvelles mines de potasse et à une certaine croissance des besoins des mines de métaux communs.

Les industries des minéraux grandes consommatrices d'électricité au Nouveau-Brunswick sont associées aux mines de métaux communs et de potasse. Les activités du secteur des métaux communs sont axées sur l'extraction et la concentration de minerais de zinc, de plomb, de cuivre et d'argent. Le concentré de zinc est le produit le plus important. On l'expédie à une fonderie à l'extérieur de la province pour la production de métaux de zinc. Le concentré de plomb subit un raffinement plus poussé dans une fonderie.

Pendant les quelques dernières années, le prix du zinc a chuté à cause d'un déséquilibre entre l'offre et la demande provoqué surtout par le déclin de la demande. Au cours des derniers mois, les prix du zinc ont cependant connu une hausse rapide à cause de la demande accrue en provenance de l'industrie automobile qui utilise le revêtement en zinc pour répondre aux exigences des garanties antirouille. Cette reprise a mené au projet de réouvrir une mine néo-brunwickoise fermée depuis 1973. Les perspectives d'ouverture d'une autre mine fermée en 1983 sont également bonnes.

L'industrie des mines de la potasse est relativement nouvelle au Nouveau-Brunswick. Les deux mines entrées en exploitation les trois dernières années ont maintenant atteint le niveau visé de production. Les activités d'exploration se poursuivent en vue de l'ouverture d'une troisième mine. Les perspectives de croissance à long terme de cette industrie sont bonnes, vu la prévision d'une demande accrue d'engrais.

Parmi les autres industries des minéraux de la province, mentionnons une mine d'antimoine, deux mines d'or et une mine de charbon. Du point de vue besoins en électricité, ces mines sont peu importantes et ne font probablement pas de contribution importante à la croissance de la charge.

En plus de la croissance de la charge électrique associée à la ré-ouverture des mines de zinc existantes et à l'ouverture possible d'une nouvelle mine de potasse, les besoins en électricité peuvent augmenter sous l'effet d'une électrification accrue qui peut comprendre, entre autres, l'utilisation d'équipement électrique pour l'exploitation minière et la manutention des matériaux, le recours à des pompes à chaleur à haute température et le séchage par infra-rouge.

Les besoins du secteur industriel peuvent également augmenter sous l'effet de l'aménagement possible d'une fonderie de zinc, ou usine intermédiaire, où sera effectué le grillage du concentré de zinc avant son envoi à la fonderie. L'aménagement d'une fonderie de zinc peut ajouter quelque 50 MW à la charge,

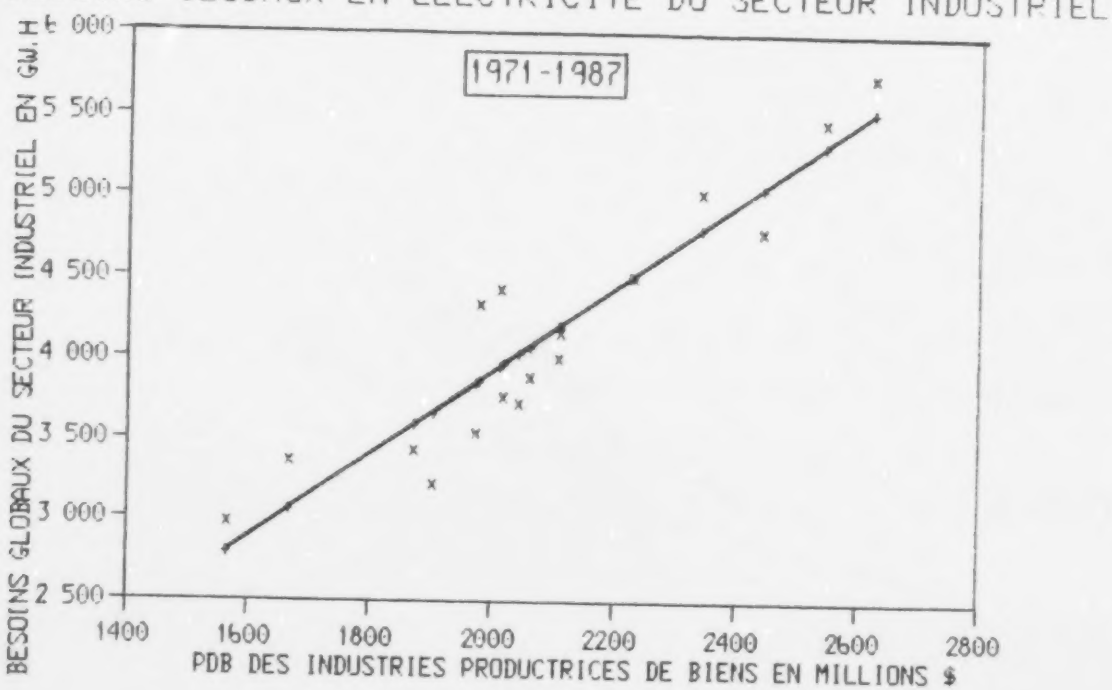
ce qui représente la moitié de la charge du secteur des minerais et un sixième de la croissance prévue des besoins de l'usage industriel.

2.4.4 Modèle de prévision

Les augmentations affichées dans le passé des besoins globaux en électricité de l'usage industriel, y compris ceux alimentés par les abonnés eux-mêmes, peuvent être liées à la croissance du produit intérieur brut (PIB) relatif aux industries productrices de biens. Au cours des quinze dernières années, les besoins en électricité ont augmenté de 1,3 % pour chaque un pour cent (1 %) de croissance du PIB, c'est-à-dire qu'il y a eu une augmentation de la consommation d'électricité des industries productrices de biens (besoins en kW.h) pour chaque dollar d'activité économique (PIB). La Figure 9 ci-dessous montre les rapports historiques entre le PIB des industries productrices de biens et la charge électrique globale des industries productrices de biens.

FIGURE 9

PDB DES INDUSTRIES PRODUCTRICES DE BIENS ET BESOINS GLOBAUX EN ÉLECTRICITÉ DU SECTEUR INDUSTRIEL



La prévision des besoins du secteur industriel est établie en faisant l'application des rapports historiques entre les augmentations du PPIB et les besoins en électricité. Pour les cinq premières années de la période visée, on se sert du PIB prévu par la Conference Board of Canada pour les industries productrices de biens, et pour les années 6 à 15 de l'estimation d'Énergie NB. Le taux annuel moyen prévu par la Conference Board of Canada est de 2,4 % et le taux estimé par Énergie NB est de 2,2 %.

Le total des besoins en électricité du secteur industriel obtenu en se basant sur le modèle est corrigé pour tenir compte de l'impact de la pénétration des moteurs à haut rendement énergétique et des dispositifs d'entraînement à vitesse variable. Cet impact se traduit par une réduction annuelle moyenne de 0,3 % des besoins industriels.

Les besoins prévus sont alors divisés entre la quantité produite par les abonnés et celle alimentée par Énergie NB. On se base ensuite sur les tendances historiques pour répartir la quantité fournie par Énergie NB entre les abonnés desservis à la tension de transport et les abonnés desservis à la tension de distribution.

La croissance des besoins des abonnés importants desservis à la tension de transport est en général identifiée de un à cinq ans à l'avance, car les installations importantes nécessitent une planification détaillée des systèmes électriques. L'entreprise recueille également des données sur les besoins supplémentaires en communiquant directement, sur une base périodique, avec les abonnés. C'est pourquoi les résultats du modèle pour les premières années (les trois premières) sont remplacés par une prévision établie à partir d'une évaluation de changements identifiés et prévus des besoins des abonnés de l'usage industriel.

2.4.5 Résultats de la prévision

La prévision des besoins de l'usage industriel indique une augmentation annuelle moyenne de quelque 170 GW.h (soit de 2,8 %) d'ici l'année 2002-2003. Cette croissance est proche de la hausse historique qui est approximativement de 150 GW.h par an.

La croissance totale de quelque 2600 GW.h pour les quinze prochaines années est conforme aux augmentations possibles estimées pour les industries importantes. On estime que l'augmentation associée au secteur des pâtes et papiers, dont la charge représente plus de 60 % des besoins globaux de l'usage industriel, et 70 % des besoins des abonnés industriels desservis à partir du réseau de transport, sera de quelque 1500 GW.h pour les procédés utilisant les technologies classiques et de jusqu'à 700 GW.h pour l'application de nouvelles technologies. Des augmentations de charge supplémentaires sont associées à l'ouverture possible d'une troisième mine de potasse, l'aménagement possible d'une fonderie de zinc et (ou) de chrome et l'addition d'autres industries non encore identifiées.

Le Tableau 10 ci-dessous donne un aperçu de l'historique et de la prévision des besoins globaux de l'usage industriel. Les Tableaux 11 et 12 présentent respectivement les ventes aux abonnés desservis à la tension de transport et à la tension de distribution.

TABLEAU 10

PIB DES INDUSTRIES PRODUCTRICES DE BIENS ET BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE INDUSTRIEL

ANNÉE FINANCIÈRE	PIB EN MILLIONS DE DOLLARS ($ de 1981)	BESOINS GLOB. DE L'USAGE INDUSTRIEL (GW.h)	PRODUCTION PAR ABONNÉS (GW.h)	VENTES - RÉSEAU DE TRANSPORT (GW.h)	VENTES - RÉSEAU DE DIST. (GW.h)
HISTORIQUE					
1971-1972	1564	2980	579	2176	225
1972-1973	1666	3368	673	2454	241
1973-1974	1872	3431	671	2509	251
1974-1975	1972	3533	614	2651	268
1975-1976	1902	3217	541	2381	295
1976-1977	2042	3720	550	2857	313
1977-1978	2062	3883	586	2978	319
1978-1979	2111	4154	705	3108	341
1979-1980	2109	4003	786	2853	364
1980-1981	2012	4427	747	3301	379
1981-1982	1977	4328	727	3248	353
1982-1983	2017	3762	625	2796	341
1983-1984	2230	4504	563	3570	371
1984-1985	2341	5022	681	3943	398
1985-1986	2443	4785	633	3737	415
1986-1987	2545	5460	744	4288	428
1987-1988	2625	5731	699	4583	449
PRÉVISION					
1988-1989	2709	5812	700	4650	462
1989-1990	2779	6064	800	4788	476
1990-1991	2818	6247	800	4956	491
1991-1992	2889	6463	875	5083	505
1992-1993	3007	6705	950	5234	521
1993-1994	3073	6873	950	5386	536
1994-1995	3141	7044	950	5542	552
1995-1996	3210	7221	950	5702	569
1996-1997	3281	7401	950	5865	586
1997-1989	3353	7586	950	6033	603
1998-1999	3427	7776	950	6204	622
1999-2000	3502	7970	950	6380	640
2000-2001	3579	8169	950	6560	659
2001-2002	3658	8374	950	6744	679
2002-2003	3738	8583	950	6933	700

TABLEAU 11

BESOINS DE L'USAGE INDUSTRIEL, TENSION DE TRANSPORT (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE* MOYENNE		VENTES GARANTIES	VENTES NON GARANTIES
		GW.h	%		
HISTORIQUE					
1972-1973	2454			2005	449
1977-1978	2978	105	3,9	2758	220
1982-1983	2796	-36	-1,3	2517	279
1987-1988	4583	357	10,4	4176	407
PRÉVISION					
1988-1989	4650	67	1,5	4277	373
1989-1990	4788	138	3,0	4415	373
1990-1991	4956	168	3,5	4583	373
1991-1992	5083	127	2,6	4710	373
1992-1993	5234	151	3,0	4861	373
1997-1998	6033	160	2,9	5660	373
2002-2003	6932	180	2,8	6560	373

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

TABLEAU 12

BESOINS DE L'USAGE INDUSTRIEL, TENSION DE DISTRIBUTION (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE* MOYENNE		VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES (EN GROS)
		GW.h	%		
HISTORIQUE					
1972-1973	241			199	42
1977-1978	319	16	5,8	255	64
1982-1983	341	4	1,3	283	58
1987-1988	449	22	5,7	387	62
PRÉVISION					
1988-1989	462	14	3,1	399	63
1989-1990	476	14	3,0	411	65
1990-1991	491	14	2,9	423	68
1991-1992	505	15	3,1	436	69
1992-1993	521	15	3,0	449	72
1997-1998	603	16	3,0	520	83
2002-2003	700	19	3,0	603	97

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

2.5 APPROVISIONNEMENT TOTAL EN ÉNERGIE ET DEMANDE DE POINTE

La prévision des besoins en énergie de l'usage industriel est obtenue en faisant la somme des ventes prévues et des pertes estimées de distribution et de transport. Les pertes sont calculées en se basant sur les niveaux affichés au cours des dernières années.

On obtient la demande de pointe horaire en répartissant d'abord les besoins en énergie annuels prévus sur douze mois et faisant ensuite l'application du facteur de charge mensuel sur les besoins mensuels.

La répartition des besoins en énergie se calcule en ajoutant les augmentations prévues aux ventes réelles en énergie effectuées au cours des douze derniers mois, ces ventes étant corrigées pour tenir compte des fermetures industrielles non prévues et en se basant sur des températures moyennes. Les augmentations prévues liées au chauffage des locaux au sein de chaque catégorie d'abonnés sont réparties sur les mois de basses températures, tandis que les autres augmentations sont ajoutées en se basant sur les tendances historiques.

On prévoit les facteurs de charge pour les ventes à l'usage industriel-transport et les ventes à l'usage industriel-distribution en se basant sur les tendances historiques. En faisant l'application de ces facteurs aux besoins en énergie mensuels prévus, on obtient la demande de pointe horaire pour chaque mois de la période de quinze ans visée par la prévision.

La croissance annuelle prévue de 2,8 % de la pointe[1] est supérieure à celle prévue pour les besoins en énergie, qui est de 2,7 %. La croissance plus rapide de la pointe est due à la prévision que le recours des abonnés des usages domestique et général au chauffage électrique des locaux continuera à s'accroître. Une utilisation accrue du chauffage électrique des locaux aura pour effet d'accroître la proportion des besoins en énergie requis pendant les mois d'hiver ainsi que la demande de pointe qui leur est associée.

La prévision ne reflète pas la possibilité de baisser la pointe au moyen de la gestion de la demande. Les choix envisagés pour cette gestion comprennent: (i) offrir des tarifs réduits aux abonnés qui peuvent baisser leur demande pendant les périodes de pointe du réseau d'Énergie NB, et (ii) établir des programmes destinés à informer les abonnés au sujet du contrôle de la demande. Les abonnés industriels, grande puissance semblent être les candidats les plus susceptibles de réduire leur demande de pointe. On estime la baisse de pointe possible à moins de 100 MW. Ainsi, il est possible que la croissance de pointe de 120 MW par rapport à la prévision de 1987 soit en grande partie contrebalancée par les mesures de gestion de la demande envisagés.

Le chapitre suivant traite des résultats de la prévision des besoins globaux en énergie et de la pointe horaire.

---

1. Quand la demande de pointe de 1987-1988 est baissée de 40 MW pour tenir compte des températures inférieures à la moyenne et de 25 MW pour des pertes dépassant le niveau "normal", le taux de croissance prévue de la demande de pointe sera de 3,0 % par an.

RÉSULTATS GLOBAUX DE LA PRÉVISION

3.0 RÉSULTATS GLOBAUX DE LA PRÉVISION

3.1 Généralités

Les résultats de la prévision sont fournis séparément pour chacun des six usages pour faciliter, comme on l'a déjà indiqué, son utilisation pour la planification des installations et des finances. De plus, les besoins des abonnés desservis à une tension de 12 kV ou moins sont séparés de ceux des abonnés desservis à une tension 69 kV ou plus.

De même, la prévision des besoins globaux en énergie tient compte des pertes d'électricité estimées qui surviennent lors de son transport et de sa distribution au point final de consommation.

Les besoins en énergie annuels prévus, c'est-à-dire les ventes totales et les pertes qui leur sont associées, sont réparties sur douze mois. Cette répartition est particulièrement importante pour la planification de l'exploitation du réseau et l'établissement de la pointe horaire. Les sections suivantes traitent des besoins annuels par usage, des besoins mensuels et de la demande de pointe horaire.

3.2 Besoins annuels

Les résultats de la prévision sont répartis entre les catégories d'abonnés, à savoir les usages domestique, général et industriel et, le cas échéant, entre les catégories de ventes fournies directement par Énergie NB et celles livrées par les entreprises municipales.

Le Tableau 13 présente les ventes à chacune des six applications suivantes: usage domestique, général, éclairage des rues, usage industriel-distribution, usage industriel-transport et ventes en gros (ventes à la tension de transport aux entreprises municipales). Le Tableau 13 fournit également une prévision des pertes de lignes, des besoins globaux en énergie et de la demande de pointe horaire qui leur est associée pour chacune des années.

L'historique et la prévision des besoins en énergie et de la demande de pointe horaire associée ainsi que les augmentations annuelles sont fournies au Tableau 14. Les Figures 10 et 11 illustrent aussi les besoins en énergie et la pointe horaire respectivement, tandis que le Tableau 15 résume la croissance prévue pour chaque catégorie d'abonnements. Enfin, la Figure 12 fournit le profil des ventes à chaque catégorie d'abonnés.

TABLEAU 13

PRÉVISION - BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE, POINTE ET FACTEUR DE CHARGE

CHARGE INTRA-PROVINCIALE (GW.H)

ANNÉE FINANCIÈRE	DOMESTIQUE	GÉNÉRAL	ÉCL. RUES	IND. DIST.	IND. TRANS.	EN GROS	PERTES	CHARGE NETTE	POINTE HORAIRE (MW)	FACTEUR DE CHARGE ANNUEL(%)
HISTORIQUE										
1972-1973	911	618	27	199	2454	408	391	5008	827	69,1
1973-1974	1072	695	30	205	2509	450	515	5476	944	66,2
1974-1975	1284	775	35	217	2651	499	682	6143	1027	68,3
1975-1976	1554	872	39	238	2381	562	743	6389	1100	66,3
1976-1977	1809	935	42	251	2857	615	754	7263	1316	63,0
1977-1978	1905	984	44	255	2978	633	745	7544	1320	65,2
1978-1979	2010	1072	47	283	3108	609	783	7912	1430	63,2
1979-1980	1975	1118	49	306	2853	624	698	7623	1404	62,0
1980-1981	2057	1165	50	321	3301	644	722	8260	1490	63,3
1981-1982	2119	1169	51	293	3248	659	836	8375	1587	60,2
1982-1983	2226	1184	52	283	2796	686	742	7969	1438	63,3
1983-1984	2484	1227	53	311	3570	744	872	9261	1702	62,1
1984-1985	2715	1283	55	337	3943	784	886	10003	1834	62,3
1985-1986	2981	1351	56	351	3735	846	934	10255	2001	58,5
1986-1987	3257	1443	58	366	4298	890	897	11199	2110	60,6
1987-1988	3362	1501	60	387	4583	911	947	11751	2336	57,4
PRÉVISION										
1988-1989	3497	1586	61	399	4650	955	1006	12153	2385	58,2
1989-1990	3626	1644	62	411	4788	989	1041	12561	2480	57,8
1990-1991	3730	1690	64	423	4956	1017	1073	12953	2565	57,6
1991-1992	3832	1757	65	436	5083	1051	1106	13329	2650	57,4
1992-1993	3931	1824	66	449	5234	1084	1139	13726	2737	57,3
1993-1994	4015	1887	68	462	5386	1114	1170	14101	2816	57,2
1994-1995	4097	1952	69	476	5542	1145	1201	14482	2895	57,1
1995-1996	4176	2018	70	490	5702	1175	1232	14863	2975	57,0
1996-1997	4251	2084	72	505	5865	1205	1264	15245	3053	57,0
1997-1998	4324	2152	73	520	6033	1236	1295	15633	3131	57,0
1998-1999	4391	2220	75	536	6204	1266	1326	16018	3208	57,0
1999-2000	4456	2289	76	552	6380	1296	1357	16406	3285	57,0
2000-2001	4520	2359	78	568	6560	1326	1389	16799	3363	57,0
2001-2002	4582	2429	79	585	6743	1356	1420	17194	3441	57,0
2002-2003	4643	2500	81	603	6932	1386	1452	17597	3519	57,1
Croissance (%/AN)										
1973-1988	9,10	6,09	5,50	4,53	4,25	5,50	6,08	5,85	7,17	-1,23
1988-2003	2,18	3,46	2,01	3,00	2,80	2,84	2,89	2,73	2,77	-0,04

TABLEAU 14

PRÉVISION - BESOINS ÉNERGÉTIQUES ET DEMANDE DE POINTE 1988

ANNÉE FINANCIÈRE	BESOINS ÉNERGÉTIQUES TOTAL (GW.h)	BESOINS ÉNERGÉTIQUES CROISSANCE* ANNUELLE (%)	POINTE MAXIMUM (MW)	POINTE CROISSANCE* ANNUELLE (%)
HISTORIQUE				
1972-1973	5008		827	
1977-1978	7544	8,5	1320	9.8
1982-1983	7969	1,1	1438	1,7
1987-1988	11751	8,1	2336	10,2
PRÉVISION				
1988-1989	12153	3,4	2385	2,1
1989-1990	12561	3,4	2480	4,0
1990-1991	12953	3,1	2565	3,4
1991-1992	13329	2,9	2650	3,3
1992-1993	13726	3,0	2737	3,3
1993-1994	14101	2,7	2816	2,9
1994-1995	14482	2,7	2895	2,8
1995-1996	14863	2,6	2975	2,7
1996-1997	15245	2,6	3053	2,6
1997-1998	15633	2,5	3131	2,6
1998-1999	16018	2,5	3208	2,5
1999-2000	16406	2,4	3285	2,4
2000-2001	16799	2,4	3363	2,4
2001-2002	17194	2,4	3441	2,3
2002-2003	17597	2,3	3519	2,3

* Croissance annuelle à partir de la période précédente indiquée dans le tableau.

FIGURE 10

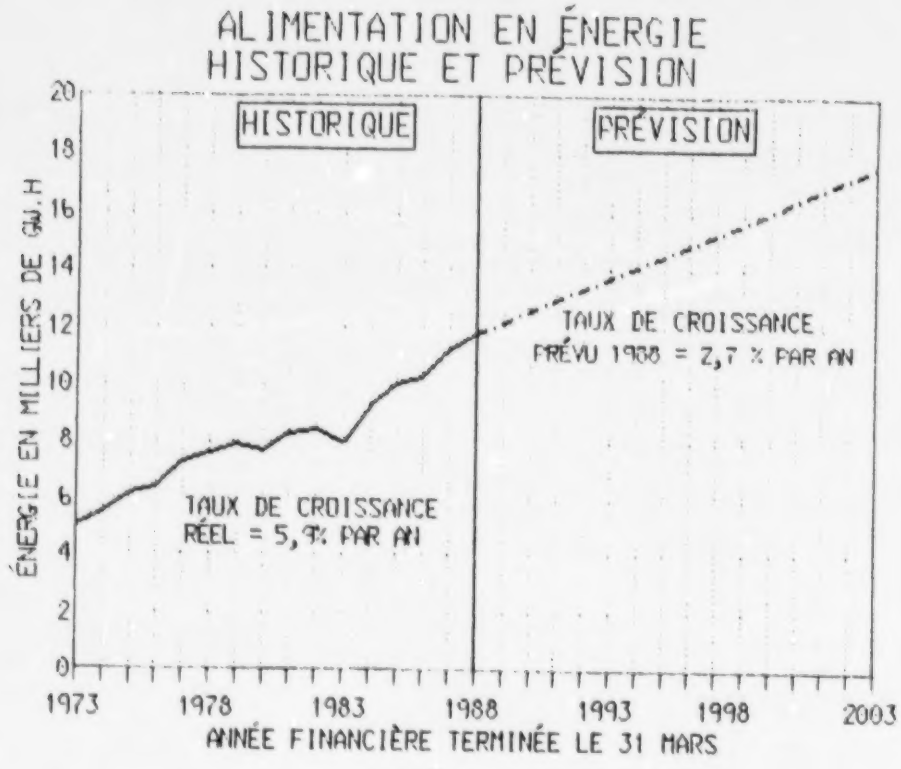


FIGURE 11

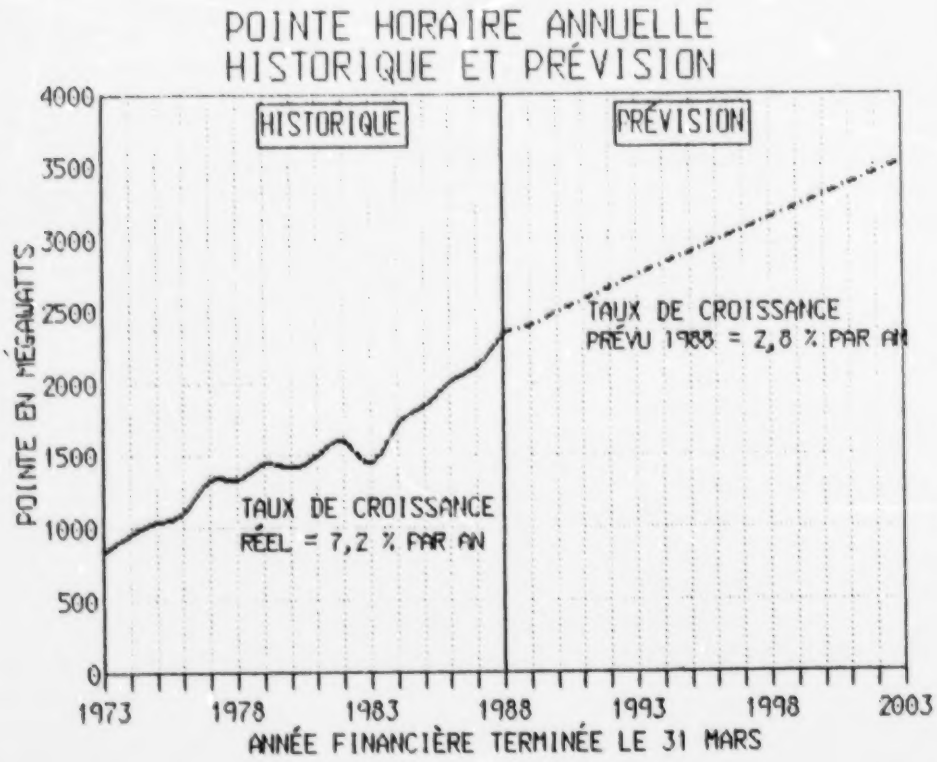


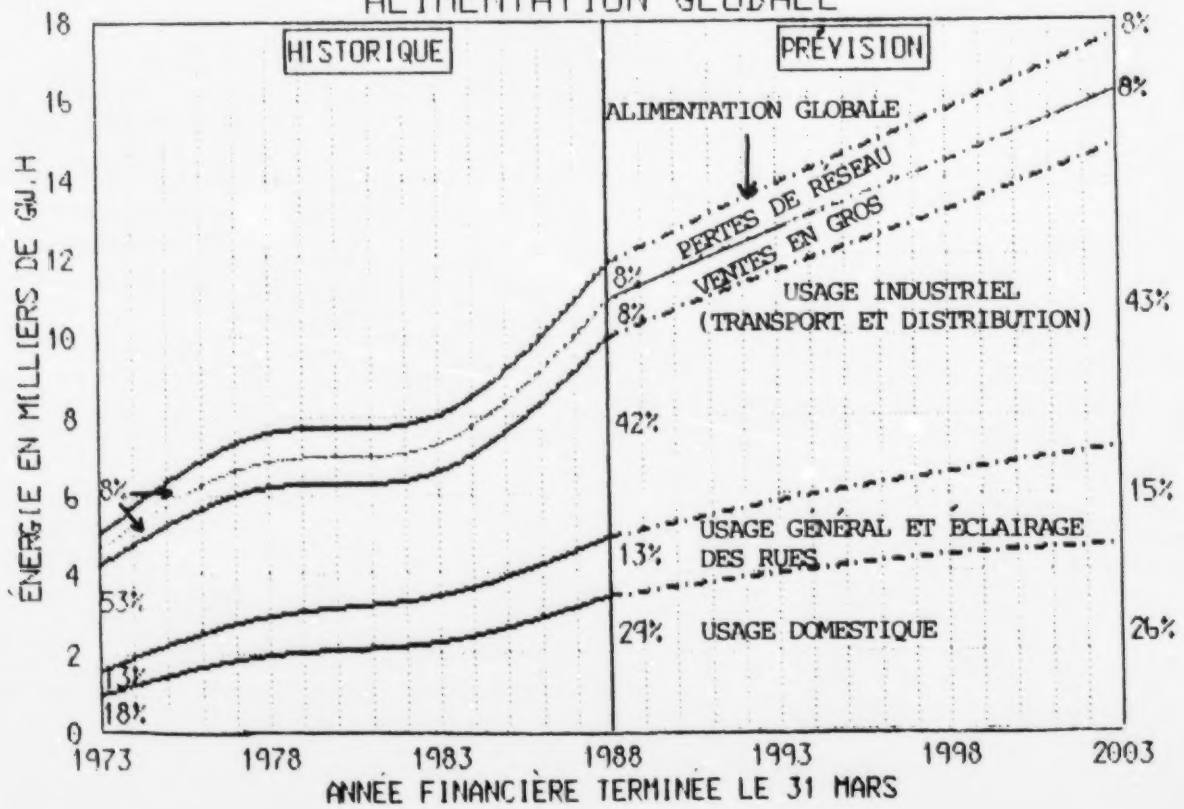
TABLEAU 15

RÉSUMÉ - CROISSANCE PRÉVUE

	DOMES-TIQUE	GÉNÉRAL	ÉCL. RUES	IND. DIST.	IND. TRANS.	EN GROS	PERTES	CHARGE NETTE
1987-1988 (GW.h)	3362	1501	60	387	4583	911	947	11751
% des besoins nets	28,6	12,8	0,5	3,3	39,0	7,8	8,1	100,0
Croiss. d'ici 2002-03	1281	999	21	216	2349	475	505	5846
% de la croiss glob.	21,9	17,1	0,4	3,7	40,2	8,1	8,6	100,0
2002-2003 GW.H	4643	2500	81	603	6932	1386	1452	17597
% des besoins nets	26,4	14,2	0,5	3,4	39,4	7,9	8,3	100,0
Croissance (%/An)	2,18	3,46	2,01	3,00	2,80	2,84	2,89	2,73

FIGURE 12

VENTES INTRA-PROVINCIALES ET ALIMENTATION GLOBALE



3.3 Besoins mensuels en énergie

En plus de servir à la prévision des revenus et des mouvements de trésorerie, la répartition mensuelle des besoins globaux prévus est utile pour optimaliser l'exploitation et l'entretien des installations.

Les augmentations prévues attribuables au chauffage des locaux sont réparties entre les mois de chauffage en se basant sur les tendances historiques et des données relatives aux températures. Quant aux augmentations non associées au chauffage, on les répartit sur douze mois en se servant de données réelles. Les augmentations ainsi réparties sont ensuite ajoutées aux ventes d'énergie effectuées au cours des douze derniers mois, mais qui sont corrigées pour refléter les fermetures industrielles non prévues et les écarts des températures moyennes.

Le Tableau 16 ci-dessous donne la répartition mensuelle de la charge annuelle prévue.

TABLEAU 16

CHARGE MENSUELLE NETTE DU RÉSEAU (GW.h)

AN\MOIS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOÛT	SEPT	OCT	NOV	DÉC	JANV	FÉV	MAR	TOTAL
1986-1987	878	843	758	731	783	800	898	1009	1123	1186	1094	1096	11199
1987-1988	921	871	799	797	817	808	943	1037	1175	1263	1177	1143	11751
1988-1989	999	905	825	800	824	872	934	1061	1235	1301	1198	1198	12153
1989-1990	1033	933	848	821	846	898	961	1098	1282	1352	1243	1245	12561
1990-1991	1065	961	873	843	869	923	988	1133	1325	1398	1285	1288	12953
1991-1992	1096	987	896	863	890	947	1014	1167	1368	1444	1326	1331	13329
1992-1993	1128	1015	921	885	913	973	1042	1203	1412	1491	1369	1374	13726
1993-1994	1159	1042	945	907	936	998	1069	1236	1453	1534	1408	1415	14101
1994-1995	1189	1069	970	929	960	1024	1096	1270	1494	1577	1448	1456	14482
1995-1996	1220	1096	994	952	984	1050	1123	1304	1535	1621	1487	1497	14863
1996-1997	1251	1124	1020	974	1008	1076	1151	1338	1576	1663	1527	1538	15245
1997-1998	1282	1152	1045	998	1033	1103	1179	1372	1618	1707	1566	1579	15633
1998-1999	1313	1180	1071	1021	1058	1129	1207	1405	1658	1749	1605	1619	16018
1999-2000	1345	1208	1098	1045	1083	1157	1236	1440	1699	1792	1645	1660	16406
2000-2001	1376	1236	1124	1070	1109	1184	1265	1474	1740	1835	1684	1701	16799
2001-2002	1408	1265	1152	1095	1135	1212	1295	1509	1781	1878	1724	1742	17194
2002-2003	1440	1295	1179	1120	1162	1241	1325	1544	1822	1922	1764	1783	17597

3.4. Pointe horaire par mois

Pour planifier la construction de nouvelles centrales, il est essentiel de déterminer, en plus des besoins globaux en énergie, le taux maximum d'appel d'énergie à satisfaire. Ce taux maximum s'appelle demande de pointe. Il est considéré suffisant d'estimer la demande de pointe pendant une heure pour planifier l'exploitation du réseau et les projets de futures installations.

On obtient la demande de pointe horaire de chaque mois des quinze prochaines années en faisant l'application du facteur de charge sur les besoins en énergie mensuels. On prévoit les facteurs de charge pour les besoins de l'usage industriel-transport et de l'usage industriel-distribution en se basant sur les tendances historiques. Le Tableau 17 ci-dessous montre la pointe horaire prévue.

TABLEAU 17

POINTE HORAIRE MENSUELLE NETTE DU RÉSEAU (MW)

AN\MOIS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOÛT	SEPT	OCT	NOV	DÉC	JAN	FÉV	MARS	MAX.
1986-1987	1558	1492	1345	1262	1352	1425	1532	1802	2049	2110	2033	1897	2110
1987-1988	1649	1541	1406	1345	1376	1520	1621	1781	2178	2336	2179	2010	2336
1988-1989	1786	1609	1478	1412	1431	1581	1630	1877	2216	2385	2299	2133	2385
1989-1990	1846	1659	1521	1449	1469	1628	1678	1944	2301	2480	2387	2218	2480
1990-1991	1904	1708	1564	1487	1508	1674	1725	2006	2379	2565	2466	2294	2565
1991-1992	1959	1755	1606	1523	1545	1718	1770	2067	2456	2650	2546	2371	2650
1992-1993	2017	1805	1651	1562	1586	1766	1818	2131	2536	2737	2628	2449	2737
1993-1994	2071	1852	1694	1601	1625	1811	1864	2190	2610	2816	2703	2521	2816
1994-1995	2126	1900	1738	1640	1665	1858	1911	2250	2684	2895	2779	2594	2895
1995-1996	2181	1948	1782	1679	1706	1905	1959	2310	2758	2975	2855	2666	2975
1996-1997	2235	1997	1827	1720	1747	1952	2006	2370	2832	3053	2929	2738	3053
1997-1998	2291	2046	1873	1761	1790	2000	2055	2431	2906	3131	3005	2810	3131
1998-1999	2345	2095	1919	1803	1833	2048	2103	2491	2979	3208	3079	2881	3208
1999-2000	2400	2144	1965	1845	1876	2097	2152	2551	3051	3285	3153	2952	3285
2000-2001	2456	2194	2012	1888	1920	2147	2202	2612	3124	3363	3227	3024	3363
2001-2002	2512	2245	2060	1932	1965	2197	2252	2673	3197	3441	3302	3095	3441
2002-2003	2569	2296	2109	1976	2011	2248	2304	2735	3271	3519	3377	3168	3519

VARIATION DE LA PRÉVISION

4.0 VARIATION DE LA PRÉVISION

4.1 Généralités

Il est probable que la charge réelle diffèrera de la charge prévue et la différence sera d'autant plus grande que la prévision a trait aux dernières années visées. Étant donné le rôle important de la prévision des charges dans le processus de prise de décisions au sujet des installations et des finances, il est important de comprendre les raisons qui sont à l'origine de l'écart entre la charge prévue et la charge réelle pour accroître le degré d'exactitude de la prévision. Le présent chapitre traite de certains facteurs qui peuvent causer l'écart.

Il est nécessiare de faire la distinction entre, d'une part, les incertitudes de la prévision qui peuvent être réduites par une amélioration de la méthodologie et des intrants et, d'autre part, celles qui dépendent de facteurs qui ne peuvent pas être contrôlés, comme par exemple les températures.

Vu le fait que l'électricité est la source de chaleur principale pour le chauffage des locaux au Nouveau-Brunswick, les besoins en énergie et la pointe horaire dépendent de la température en hiver [1] et tout écart résultant d'une déviation de la température moyenne (température plus basse ou plus élevée) est inévitable. De même, l'entreprise ne peut pas prendre en considération, dans ses décisions, les fermetures industrielles temporaires, à moins qu'elles ne soient connues avec certitude à l'avance. Donc, ces fermetures ne peuvent pas avoir d'effet sur la planification des installations et c'est pourquoi les fermetures temporaires des industries ne sont pas considérées pertinentes.

D'autre part, l'analyse des modèles et des intrants utilisés dans la prévision permet d'accroître l'exactitude des prévisions futures. Les conversions au chauffage électrique des locaux ont été une cause importante de l'inexactitude de la prévision des charges des dernières années. De fait, le nombre de conversions a continué à dépasser les niveaux prévus. Pendant l'année financière 1984-1985, l'expiration anticipée du Programme canadien de remplacement de pétrole (PCRP) a entraîné le double du nombre prévu de conversions. Durant les années subséquentes, le nombre de conversions au chauffage électrique a continué à dépasser le niveau prévu malgré la baisse du prix du mazout utilisé pour le chauffage domestique. Cette constatation a mené à des analyses et des études de marché détaillées qui ont révélé qu'en plus du prix des sources d'énergie concurrentes, le confort et la commodité du chauffage électrique étaient des facteurs déterminants de la décision de convertir à l'électricité. Les prévisions des conversions au chauffage électrique ont été par conséquent révisées et se sont avérées plus exactes par la suite.

---

1. Les besoins en énergie sont fonction de la température et donc des degrés-jours de chauffage, ceux-ci représentant la différence entre 18° C et la température moyenne réelle de chaque jour. La prévision se base sur le nombre annuel moyen de degrés-jours de chauffage au cours des trente dernières années. La pointe est directement liée à la température moyenne avant l'heure de pointe. Cette température est estimée à -24° C, soit la température moyenne pendant une période de huit heures précédant la demande de pointe au cours des douze dernières années. On estime qu'un degré (1° C) aura un effet de 25 MW sur la demande de pointe.

4.2 Plage de la prévision

Il est inévitable que les besoins en électricité réels diffèrent des niveaux prévus. L'analyse des prévisions précédentes confirme que généralement la différence entre la charge réelle et la charge prévue est d'autant plus élevée que la prévision a trait aux dernières années visées.

Les intrants principaux qui peuvent influer sur l'inexactitude de la prévision des charges de 1988 sont: (i) le prix mondial du pétrole, (ii) la croissance démographique, (iii) la croissance économique, (iv) l'utilisation du bois pour le chauffage des locaux, et (v) les mesures d'économie d'énergie. La section suivante traite de l'importance des changements de ces intrants clés.

(i) **Prix du pétrole:** Le prix du pétrole a connu des fluctuations importantes depuis le premier embargo sur l'exportation du pétrole de 1973. Quand les prix ont augmenté de façon spectaculaire au cours des années soixante-dix et au début des années quatre-vingt, tous les secteurs de l'économie ont notablement réduit leur dépendance à l'égard du pétrole, ce qui a mené à une utilisation accrue de l'électricité pour le chauffage des locaux et pour les applications industrielles. On estime que le déclin récent du prix du pétrole a eu une influence sur le niveau de pénétration des nouvelles électrotechnologies qui auraient remplacé le mazout. Il est estimé que d'autres fluctuations du prix du pétrole peuvent avoir un effet de ± 0,3 % sur la croissance annuelle prévue des besoins en énergie.

(ii) **Population:** Les projections démographiques utilisées dans la présente prévision se basent sur l'hypothèse que les taux de fécondité et de mortalité courants se maintiendront et que le taux d'émigration provincial sera à long terme égal au taux d'immigration. Les taux de fécondité et de mortalité ont tendance à changer graduellement; il est donc peu probable qu'ils s'écarteront considérablement des niveaux prévus, surtout à court terme. D'autre part, les taux de migration inter-provinciale dépendent des conditions économiques dans les différentes provinces. Compte tenu des tendances passées, il est possible de prévoir que quelque 2000 personnes arriveront dans la province ou la quitteront pendant chaque année de la prévision, ce qui pourrait avoir un effet de ± 0,2 % sur la croissance annuelle prévue des besoins en énergie.

(iii) **Croissance économique:** La prévision de la charge des abonnés de l'usage général et de l'usage industriel est basée sur la prévision d'un taux annuel moyen de croissance économique de 2,4 % pour les cinq premières années et de 2,2 % pour le reste de la période. Un écart de 0,5 % par an de la croissance économique peut avoir un effet de ± 0,5 % par an sur la croissance prévue des besoins en énergie.

(iv) **Utilisation du bois:** La prévision se base sur l'hypothèse que l'utilisation du bois se maintiendra au niveau courant. Cette hypothèse reflète des tendances récentes qui peuvent changer à l'avenir, surtout si la stabilité du prix du pétrole et de

l'électricité des dernières années ne continue pas. Les tendances historiques concernant l'utilisation du bois pour le chauffage des locaux semblent donner lieu à croire que des fluctuations importantes peuvent survenir. Le recours au bois ou l'arrêt de son utilisation peut arriver de façon relativement rapide étant donné que la plupart des abonnés ayant un système au bois pour le chauffage des locaux ont aussi un système de chauffage électrique. On estime qu'un changement de 20 % de la quantité de bois utilisé peut, d'ici la fin de la période visée par la prévision, avoir un effet de ± 0,1 % par an sur les besoins en énergie.

(v) **Économies d'énergie:** Une baisse de 0,5 % de la consommation annuelle moyenne (kW.h) des systèmes de chauffage des locaux entre en ligne de compte dans la prévision. Ce déclin est associé à l'accroissement du rendement énergétique des maisons qui est manifeste depuis quelques années. On estime qu'un écart de ± 0,5 % de la consommation, suite à une réduction ou un accroissement des économies d'énergie, peut changer de de ± 0,1 % par an les besoins en énergie.

Les variations mentionnées plus haut des intrants peuvent avoir comme effet combiné de diminuer ou d'augmenter les besoins réels de 1,2 % par an. Il est bien probable que certaines de ces écarts des niveaux prévus contrebalancent d'autres et que l'effet global sera moins de 1,2 % par an. Compte tenu de l'analyse précédente, il est probable que la croissance annuelle moyenne à long terme des besoins en énergie diffèrera de ± 1,0 % de la croissance prévue de 2,7 %.

Pendant certaines années, les écarts peuvent dépasser ± 1,0 %, car un bon nombre des facteurs pouvant avoir une influence sur la charge ne suivent pas exactement le profil de croissance prévu. À titre d'illustration, les additions à la charge industrielle ont été, et continueront probablement à être, relativement importantes pendant un certain nombre d'années pour être contrebalancées par des augmentations inférieures à celles prévues pendant d'autres années.

Le Tableau 18 ci-dessous montre l'impact d'un écart de ± 1,0 % sur la prévision des besoins en énergie et sur la demande de pointe.

TABLEAU 18

CONSÉQUENCES D'UNE VARIATION DE 1,0 % SUR LA CROISSANCE PRÉVUE

Année financière	ÉNERGIE (GW.h) Taux de croissance inférieur	Prévision	Taux de croissance supérieur	POINTE (MW) Taux de croissance inférieur	Prévision	Taux de croissance supérieur
1987-1988 (charge réelle)	11751	11751	11751	2336	2336	2336
1988-1989	12036	12153	12271	2362	2385	2409
1989-1990	12319	12561	12805	2432	2480	2528
1990-1991	12580	12953	13332	2491	2565	2641
1991-1992	12820	13329	13853	2549	2650	2754
1992-1993	13074	13726	14405	2607	2737	2872
1993-1994	13300	14101	14942	2656	2816	2983
1994-1995	13526	14482	15495	2704	2895	3098
1995-1996	13747	14863	16058	2752	2975	3214
1996-1997	13963	15245	16631	2796	3053	3330
1997-1998	14178	15633	17220	2840	3131	3449
1998-1999	14386	16018	17817	2882	3208	3568
1999-2000	14590	16406	18426	2922	3285	3690
2000-2001	14794	16799	19052	2962	3363	3814
2001-2002	14994	17194	19691	3001	3441	3940
2002-2003	15196	17597	20349	3039	3519	4069